

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Совершенствование методов предупреждения солеотложений на X нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.276.72(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	Афанасьева Виктория Александровна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Ерофеев Владимир Иванович	д.т.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	К.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭБЖ	Черемискина Мария Сергеевна			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

*Планируемые результаты обучения*

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b><i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<b><i>в области производственно-технологической деятельности</i></b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b><i>в области организационно-управленческой деятельности</i></b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<b><i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i></b>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<b><i>в области проектной деятельности</i></b>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	(АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Ю.А. Максимова

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

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4С1	Афанасьева Виктория Александровна

Тема работы:

Совершенствование методов предупреждения солеотложений на X нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	30.04.2019 № 3439/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Пакет технологической и нормативной информации по борьбе с солеотложениями, результаты лабораторных исследований пластовых вод на X нефтяном месторождении, научная литература и учебники.
---------------------------------	--

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Основные факторы и механизм формирования солевых отложений, технологии предотвращения и удаления солевых отложений, анализ методов, применяемых на X месторождении, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, социальная ответственность.
---	--

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<b>Общие сведения о солеотложении</b>	Чеканцева Лилия Васильевна
<b>Методы разрушения и предупреждения солеотложений</b>	Чеканцева Лилия Васильевна
<b>Анализ эффективности ингибитора солеотложения на X нефтяном месторождении</b>	Чеканцева Лилия Васильевна
<b>Финансовый менеджмент</b>	Креницына Зоя Васильевна
<b>Социальная ответственность</b>	Черемискина Мария Сергеевна

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

**Задание выдал руководитель / консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Профессор	Ерофеев Владимир Иванович	д.т.н.		
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б4С1	Афанасьева Виктория Александровна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б4С1	Афанасьевой Виктории Александровне

<b>Институт</b>	Природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	
Уровень образования	Бакалавр	Направление/ Специальность	Нефтегазовое дело

**Исходные данные к разделу «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»:**

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Рабочая документация, расчет финансовых потерь в сравнении с проектными показателями
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки, стоимости проведения солянокислотной обработки согласно государственных единых сметных норм
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20%, Страховые взносы 30%, Налог на добавленную стоимость 20%
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
Оценка ресурсной, социальной (экологический эффект), финансовой эффективности ИП	Расчет стоимости проведения солянокислотной обработки на X месторождении

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	К.т.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б4С1	Афанасьева Виктория Александровна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б4С1	Афанасьевой Виктории Александровне

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление / специальность</b>	Нефтегазовое дело

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

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Рабочим местом оператора являются кустовые площадки, установка подготовки нефти X месторождении (Томская область). При добыче и подготовке нефти и газа могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.  
X месторождение находится на границе Томской и Омской областей. Месторождение расположено в районе с хорошо развитой инфраструктурой: кроме системы транспорта на «Васюганский ЦПС» или «Игольский ЦПС», имеются энергетические сети и подстанции, сеть промысловых дорог.

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

**1. Экологическая безопасность:**

- защита селитебной зоны
- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);
- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);
- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);
- разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.

1. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы).
2. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы).
3. Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).

**2. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:**

- перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;
- выбор наиболее типичной ЧС;
- разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;
- разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.

Возможные ЧС во время проведения работ по добыче нефти и газа: пожары, взрывы, газонефтеводопроявления (ГНВП). Ликвидация ЧС.

**4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:**

- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны)

Особенности компоновки рабочей зоны.

правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	
--	--

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭБЖ	Черемискина Мария Сергеевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	Афанасьева Виктория Александровна		

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 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение нефтегазового дела

Форма представления работы:

Бакалаврской работы
---------------------

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
12.04.2019	Общие сведения о солеотложении	20
18.04.2019	Методы разрушения и предупреждения солеотложения	30
20.05.2019	Анализ эффективности ингибитора солеотложения на X нефтяном месторождении	30
24.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
25.05.2019	Социальная ответственность	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Ерофеев Владимир Иванович	д.т.н.		

**Консультант**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

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

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 83 с., 12 рис., 13 табл., 23 источников.

Ключевые слова: X нефтяное месторождение, нефть, скважина, солеобразование, солеотложения, методы борьбы, осаждение, кальцит, кальцитобразование, карбонат натрия, ингибитор.

Объектом исследования является деятельность компании X в структуре нефтегазовой отрасли России. Предмет исследований – методы предотвращения солеотложений на X нефтяном месторождении.

Целью данной выпускной квалификационной работы является проведение анализа эффективности предотвращения солеотложений в скважинах, и разработка мер и технологических решений, позволяющих решить задачу управления образования солей в скважинах при добыче нефти.

В результате работы рассмотрены общие сведения о солеотложениях, причинах и условиях образования солей. Даны подробные описания существующих технологий борьбы с солеотложениями и проведен анализ методов, применяемых на нефтяном месторождении.

Экономическая значимость данной работы заключается в том, что при правильном выборе метода предотвращения образования солей уменьшается количество аварий, отказа работы нефтепромыслового оборудования.

В работе уделено внимание изучению вредного влияния различных факторов на окружающую среду и недра. Также описана техника безопасности и охрана недр и окружающей среды

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office 2013.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- КРС – капитальный ремонт скважин;
- НКТ – насосно-компрессорная труба;
- ПАВ – поверхностно-активное вещество;
- ПЗП – призабойная зона пласта;
- ПРС – подземный ремонт скважин;
- ПЭД – погружной электродвигатель;
- ЭЦН – электроцентробежный насос.
- УДР – установка дозирования реагента
- ОПЗ – обработка призабойной зоны
- УЭЦН - установка электроцентробежного насоса
- СКО – солянокислотная обработка
- ПСК – погружные скважинные контейнеры
- КСКР – контейнер скважинный с капсулированным реагентом
- ИСК – ингибитор солеотложений капсулированный
- КСТР – контейнер скважинный с твердым реагентом
- ИСТ – ингибитор солеотложений твёрдый
- БРХ – блок реагентного хозяйства
- УДЭ – установка дозирочная электронасосная
- БР – блок реагентов
- УПН - установка подготовки нефти
- ППД – поддержка пластового давления

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	14
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СОЛЕОТЛОЖЕНИИ.....	17
1.1 Причины выпадения солей.....	18
1.2 Источники солеобразования.....	19
1.3 Процесс отложения солей.....	22
1.4 Структура отложений солей.....	25
1.4.1 Отложение сульфата кальция.....	26
1.4.2 Отложения карбонатов кальция и магния.....	27
1.4.3 Отложение хлористого натрия.....	29
1.5 Методы борьбы с солеотложением.....	30
1.6 Зоны отложения солей.....	31
1.6.1 Призабойная зона скважины.....	31
1.6.2 Эксплуатационная обсадная колонна.....	31
1.6.3 Поверхность насоса установки электроприводного центробежного Насоса.....	32
1.6.4 Насосно-компрессорная труба и наземные коммуникации.....	33
1.6.5 Печи установок подготовки нефти.....	33
2 МЕТОДЫ РАЗРУШЕНИЯ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИИ	
2.1 Соляно кислотная обработка.....	34
2.2 Применение погружных контейнеров.....	35
2.3 Метод закачки ингибитора солеотложения.....	37
2.4 Обработка призабойной зоны ингибитора солеотложения при подземном ремонте скважин (закачка в пласт) .....	42
3 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРА СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ НА Х НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	45
Сведения изъяты, в связи с конфиденциальностью информации.....	45
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	46

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	54
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	65
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	67

## **ВВЕДЕНИЕ**

На современном этапе развития нефтяной промышленности, процесс добычи нефти часто сопровождается различными осложнениями, которые в свою очередь пагубно сказываются на эксплуатации нефтепромыслового оборудования. Вопрос о поддержании эксплуатационного фонда в рабочем состоянии остается актуальным на данный момент. Поэтому одной из главных задач является борьба и предотвращение осложнений.

Регулярное образование солеотложений встречается при процессе добыче нефти и газа в призабойной зоне пласта, на погружном оборудовании, наземных системах сбора и подготовки нефти и газа. Образование солеотложений пагубно сказывается на эксплуатации нефтепромыслового оборудования.

Выбор оптимальных методов борьбы с солеотложением в нефтедобывающей промышленности зависит от комплексного подхода к данной проблеме. Для её решения необходимо знать физико-химические процессы и причины, которые вызывают отложения солей в различных условиях. Также немаловажно умение спрогнозировать заранее выпадение солей, надежно контролировать и вовремя предотвращать возможное проявление осадков солей при эксплуатации скважин. Особое внимание должно уделяться и правильному подбору необходимых методов борьбы с солеотложением, которые позволяют добиться наибольшей эффективности в тех или иных промысловых условиях, не забывая про экономическую целесообразность.

Объектом исследования является проблема отложения солей на промысловом оборудовании X нефтяного месторождения.

Предметом исследования работы является повышение эффективности предупреждения солеотложения на X месторождении; анализ основных процессов и причин отложения солей; методов борьбы с ними; проведение сравнительного анализа эффективности ингибиторов солеотложения;

предложение технологических решений для предотвращения солевых отложений на X нефтяном месторождении.

Практическая значимость результатов ВКР применение разработанных методических рекомендаций и технических средств позволяет предотвратить образование солевых отложений, снизить объем применения ингибиторов, увеличить межремонтный период работы скважин осложнённого фонда.

Реализация результатов работы разработанные методические рекомендации и комплекс технических решений по предупреждению солеотложений используются в скважинах месторождений X.

Апробация результатов работы: Опытные промышленные испытания химических реагентов осуществлялись в Химико-аналитической лаборатории X Томской области.

## 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СОЛЕОТЛОЖЕНИИ

Все скважины, а также технологическое оборудование промысла, эксплуатируемое в условиях высокого обводнения подвержены процессу выпадения солей. Основным источником выпадения солей является попутно-добываемая вода.

Все попутно-добываемые воды содержат растворимые соли в разных количествах. Содержание растворенных в воде солей оценивается параметром общей минерализации. Нефтяные месторождения Западной Сибири характеризуются низкой минерализацией пластовой воды – от 4 до 25 г/литр (0,4-2,5 %).

По разным причинам соли, растворенные в попутно-добываемой воде, выпадают из раствора. Не все соли, выпавшие из раствора, будут отложены на поверхности оборудования. Необходимо различать процессы выпадения солей и процессы солеотложения. Ниже приведены причины и характер течения процессов выпадения солей и процесса солеотложения [1].

Солеобразования представляют собой отложения, закупоривающие перфорационные каналы, обсадные и эксплуатационные колонны НКТ, клапаны, насосы, а также внутреннюю поверхность скважинного оборудования, засоряя, таким образом, скважину и препятствуя потоку жидкости. Подобно накипи на поверхности домашних чайников, солеотложения образуются во всех местах течения воды - от насосного оборудования до оборудования, находящегося на поверхности. Большинство обнаруживаемых в нефтяных месторождениях солевых образований формируется либо путем прямого осаждения из той воды, что обычно находится в пустотах пород, либо как результат пресыщения потоков пластовых вод солевыми компонентами, возникающего при контакте двух несовместимых вод на забое скважин. Вероятность образования солеотложений существует независимо от того, используется ли пластовая вода нефтегазовых скважин или же закачиваемая нагнетаемая вода. В некоторых районах, таких как

Северное море и Канада, территории которых изобилуют солеотложения, это является одной из самых главных проблем, связанных с добычей.

Солеобразования могут развиваться в порах пород призабойной зоны, снижая их пористость и проницаемость. Это может перекрыть поток путем закупоривания перфорационных каналов или образования узкого зазора в эксплуатационной колонне НКТ (рисунок 1.1). Также это может закрыть и привести к повреждению скважинного оборудования для закачивания, такого как клапаны-отсекатели и газлифтные мандрели. Эффект, производимый солеотложениями, может быть сильным и внезапным. Устранение образования солеотложений ежегодно обходится производству в миллионы долларов в виде потерянной продукции. До недавнего времени пути решения этой проблемы были немногочисленны и порой малоэффективны. При образовании солевого слоя необходима быстрая и эффективная методика его удаления [1].



Рисунок 1.1 - Солеобразование в эксплуатационных колоннах

Методы удаления солеобразований включают в себя как химические, так и механические методы, в зависимости от положения солевых отложений и их физических свойств. Некоторые минеральные соли, такие как карбонат кальция ( $\text{CaCO}_3$ ) способны растворяться в кислотах, в то время как другие-нет. Иногда

солевые отложения предохраняют от химического растворения смолообразные или парафиновые пленки углеводородов. Накапливающиеся твердые слои непроницаемого слоя удаляются путем больших усилий и могут постепенно сужать диаметр эксплуатационных колонн НКТ, иногда полностью перекрывая их. В данном случае для удаления скоплений солевых образований традиционно используют механические методы или химическую обработку. Тем не менее, некоторые твердые образования, такие как сульфат бария ( $\text{BaSO}_4$ ) крайне устойчивы как к химическим, так и к механическим воздействиям.

### 1.1 Причины выпадения солей

Выпадение в осадок происходит в том случае, если концентрация этого вещества или иона в растворе превышает равновесную, т.е. когда выполняется неравенство

$$C_i \geq C_{i,P},$$

где  $C_i$  – концентрация соединения или иона потенциально способного к выпадению в осадок,

$C_{i,P}$  – равновесная при данных условиях концентрация соединения или иона.

Из этого неравенства следует, что выпадение осадка может происходить либо за счет возрастания фактической концентрации соединения или иона потенциально способного к выпадению в осадок, либо за счет снижения равновесной концентрации соединения или иона.

Первое из этих условий имеет место при смешивании вод разного состава несовместимых друг с другом и растворении минералов горных пород.

Второе – при перенасыщении вод в результате изменения давления и температуры, испарении воды, выделении газов.

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.

Подъем добываемой продукции по стволу скважины сопровождается снижением температуры и давления. При снижении давления происходит нарушение сложившегося в пластовых условиях равновесия, что сопровождается перераспределением растворенного углекислого газа между водой и нефтью и приводит к выпадению карбоната кальция из насыщенных солеобразующими ионами сред (рисунок 1.2).

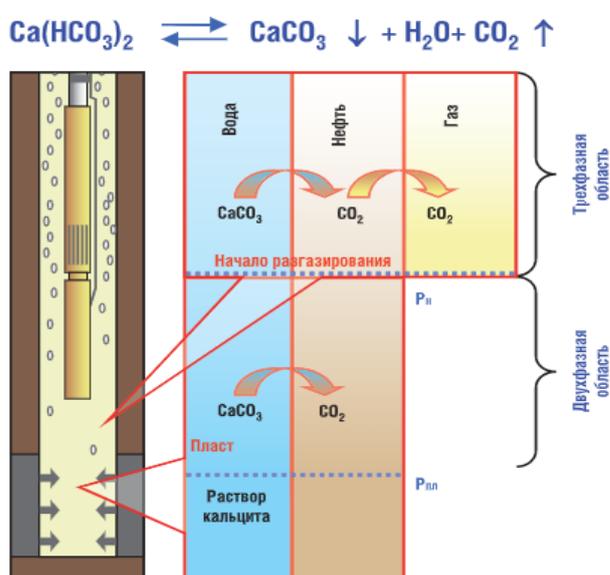


Рисунок 1.2 – Механизм выпадения кальцита в скважинах

Процесс усиливается при снижении давления ниже давления насыщения нефти. В этот момент из нефти выделяются газообразные компоненты, в частности, диоксид углерода, что приводит к снижению его содержания в нефти и воде и, как следствие, к выпадению новых порций соли. В результате происходит интенсивное выделение солей в зонах, где давление ниже давления насыщения [2].

## 1.2 Источники солеобразования

При солеобразовании главную роль играет вода, поскольку она сама и является его источником. Вода представляет собой хороший растворитель для многих веществ и способна при этом переносить большие количества растворенных минеральных солей. Все природные воды содержат растворенные компоненты, увлекаемые ввиду их контакта со средой. Это приводит к образованию сложных растворов, богатых ионами, некоторые из которых находятся на пределе насыщения для определенных минеральных фаз. Морская вода, как правило, содержит большое количество ионов, являющихся продуктами морской жизнедеятельности и водяного испарения.

Грунтовые воды и воды неглубокого залегания часто разбавлены и отличаются по химическому составу от глубоких подземных вод, сопутствующих газу и нефти [3].

Глубокие подземные воды насыщаются ионами ввиду обмена ими с осадочными породами. Вода, находящаяся в породах из карбоната или известковистого песчаника, обычно содержит избыток катионов двухвалентного кальция ( $\text{Ca}^{2+}$ ) и магния ( $\text{Mg}^{2+}$ ). Пластовые воды в песчанике обычно содержат катионы бария ( $\text{Ba}^{2+}$ ) и стронция ( $\text{Sr}^{2+}$ ). Общее содержание растворенных солей в породах может достигать 400000 мг/л. Точный состав имеет сложную зависимость от диагенезиса минерала и других типов обмена в процессе течения флюидов пласта и перемешиваний за геологическую эпоху.

Солеобразование начинается в тот момент, когда состояние любого природного раствора нарушено путем превышения растворимости одного или более компонентов. Растворимость же самих минералов имеет сложную зависимость от температуры и давления. Как правило, увеличение температуры приводит к увеличению водной растворимости минерала. Больше ионов растворимо при высоких температурах (рисунок 1.3). Аналогично, уменьшение давления приводит к уменьшению растворимости и, в качестве эмпирического правила - растворимость большинства минералов уменьшается в два раза на каждые 7000psi (48МПа) уменьшения давления.

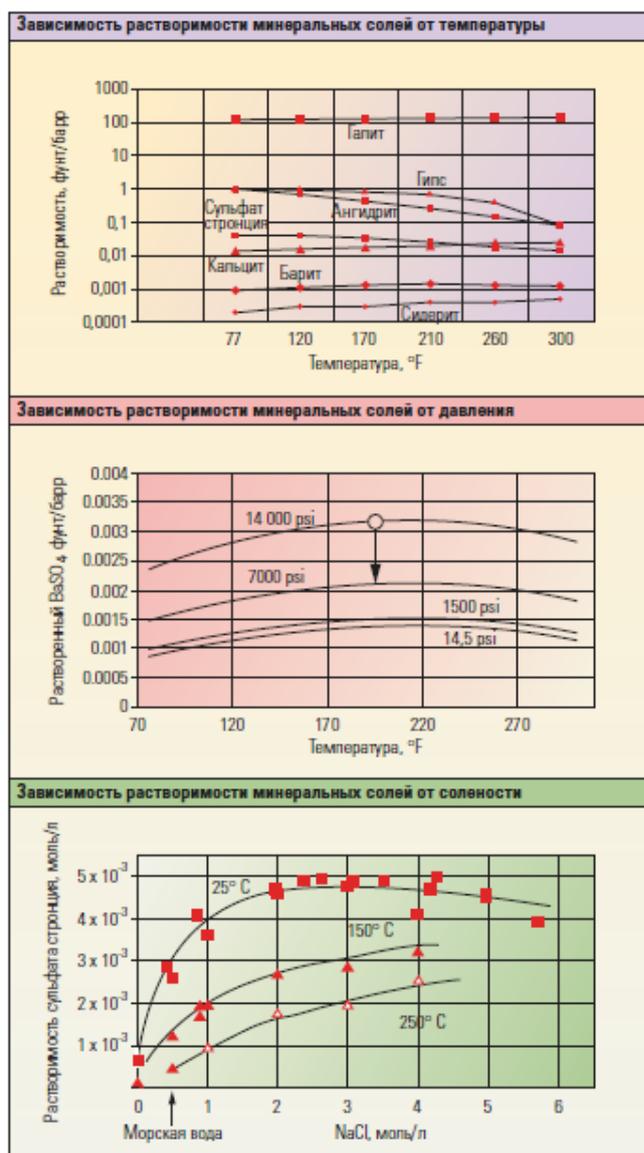


Рисунок 1.3 - Растворимость минеральных веществ

Но не все минералы подчиняются типичной температурной зависимости. Например, карбонат кальция имеет прямо противоположную зависимость в виде увеличения растворимости с уменьшением температуры. Растворимость сульфата бария увеличивается в 2 раза в температурном диапазоне от 25°C до 100°C и далее во столько же раз уменьшается по мере приближения к 200°C. В данном случае вещество влияет на свою же растворимость путем увеличения фоновых концентраций ионов. Дополнительная сложность - растворимость карбонатных минералов в присутствии кислых газов, таких как диоксид углерода (CO<sub>2</sub>) или сероводород (H<sub>2</sub>S). Растворимость карбоната увеличивается по мере увеличения кислотности, а CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>S при высоком давлении обеспечивают

существенную кислотность. Следовательно, пластовые воды при контакте с карбонатными породами и растворенными газами могут насыщаться растворенным карбонатом. График растворимости имеет сложную нелинейную зависимость от состава раствора, температуры и давления газа над жидкостью, причем эффект от влияния давления на растворимость газа выражается большей величиной, чем эффект влияния давления на растворимость минерала. В общем, с понижением давления  $\text{CO}_2$  высвобождается из водной фазы, вызывая рост pH, что и приводит к образованию осадка кальцита [3].

### **1.3 Процесс отложения солей**

В производстве углеводородов обычно фигурируют четыре основных события, приводящие к солеобразованию:

Несовместимое смешение - смешение несовместимых нагнетаемых вод и пластовых вод может вызвать образование солевых отложений. Морская вода часто вводится в пласты при использовании вторичных методов повышения нефтеотдачи с использованием заводнения. В морской воде обычно содержится большое количество ионов  $\text{SO}_4^{2-}$ , с концентрациями, зачастую превышающими 2000 мг/л (0,02ppg), в то время как пластовые воды содержат двухвалентные катионы  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Ba}^{2+}$ . Смешение жидкостей в породах вокруг скважины дает новые жидкости с комбинированными концентрациями ионов, которые явно выше предельных растворимостей для сульфатных минералов. Отложения сульфата кальция ( $\text{CaSO}_4$ ) образуются в пластах известняка, а отложения сульфата бария ( $\text{BaSO}_4$ ) и стронция ( $\text{SrSO}_4$ ) - в пластах песчаника.

Если данные отложения присутствуют в пласте, то их трудно удалить химическим или механическим путем. Смешение несовместимых вод также может происходить в трубах, при этом образуются солевые отложения, которые вполне могут быть удалены как химическим, так и механическим способом.

Автоосаждение - пластовая жидкость по мере продвижения подвергается изменениям температуры и давления. Если такие влияния затрагивают жидкость

с составом, превышающим пределы растворимости для данного минерала, то он будет выделяться в виде осадка - это явление называют автоосаждением или самоосаждением. Сульфатные и карбонатные осадки могут образоваться в результате изменения давления внутри скважины или же любого другого изолированного оборудования. Осадок хлорида натрия (галит) образуется аналогичным образом из высококонцентрированных рассолов, подверженных сильным падениям температуры. Вода может содержать 218 кг/м<sup>3</sup> галита при температуре 200°C, но только 174 кг/м<sup>3</sup> при температуре окружающей среды. Галит способен осаждаться со скоростью 44 кг/м<sup>3</sup> добываемой воды, что приводит к образованию многих тонн осадка ежедневно в одной скважине, приводя при этом к добыче воды со скоростью 159 м<sup>3</sup>/день.

Другая серьезная проблема встречается, когда карбонатные отложения образуются из пластовых жидкостей, содержащих кислые газы. Понижение давления в процессе добычи флюида приводит к высвобождению газов, которые увеличивают рН и вызывают солеотложения. Осаждение карбоната может простираться от пород вокруг ствола скважины и далее по трубам до наземного оборудования, по мере того как пластовые воды будут постепенно изменять свою температуру и давление.

В случае карбонатных осадков температурные эффекты зачастую работают против эффектов давления. Например, давление падает на устье скважины, что может привести к появлению солевых отложений в породах. По мере подъема жидкости вверх по трубам к температурам на дневной поверхности и наружному давлению, падение результирующей температуры может опередить эффект давления, снижая при этом солеотложение внутри труб. С другой стороны, постепенное уменьшение давления от устья скважины к поверхности может привести к интенсивному выделению осадка в трубах и наземном оборудовании.

Солевыделение, вызванное испарением - образование солевых отложений так же связано с параллельно идущей добычей углеводородных газов и пластовых рассолов (влажный газ). По мере уменьшения гидростатического давления в трубах увеличивается объем углеводородного газа и все еще остающаяся горячей

фаза рассола испаряется. Это обуславливает концентрирование растворенных ионов и превышение растворимости минералов в оставшейся воде. Это является типичной причиной выделения галита в скважинах с высокой температурой и давлением, но таким образом могут формироваться также и другие осадки.

Закачка газа - заполнение пласта газообразным  $\text{CO}_2$ , проводимое с целью вторичного повышения нефтеотдачи, также может привести к солевым выделениям. Вода при контакте с  $\text{CO}_2$  становится слабой кислотой и растворяет кальцит в пласте. Последовательное падение давления в пласте, окружающем эксплуатационную скважину, может заставить  $\text{CO}_2$  выделяться из раствора и вызвать осаждение карбоната на перфорационных каналах и в порах пласта возле скважины. Образование солевых отложений в области скважин может снова вызвать уменьшение давления и дальнейшее осаждение (рисунок 1.4).

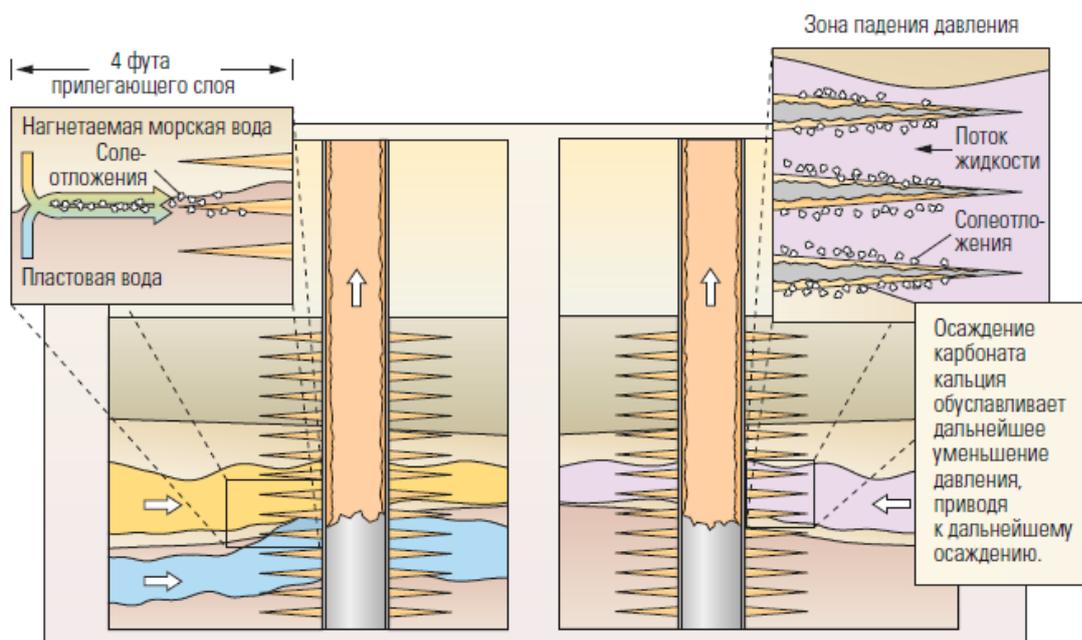


Рисунок 1.4 - Повреждение эксплуатационных скважин

Автоосаждение может привести к проблемам в эксплуатационных скважинах (справа), когда солеотложения формируются возле входов каналов перфорации (правая вставка). Падение давления над породами вблизи ствола скважины может привести к растворению осажденного  $\text{CaCO}_3$ . Смешение

несовместимых нагнетаемых и пластовых вод может привести к осаждению солей в породах пласта (слева).

Подобно автоосаждению этот самоускоряемый процесс может полностью перекрыть перфорационные каналы или создать непроницаемый заслон между скважиной и пластом на несколько дней, полностью остановив добычу [3].

#### **1.4 Структура отложений солей**

Структура отложений имеет три характерных типа:

1. Плотные микро- и мелкокристаллические отложения представлены сравнительно однородными кристаллами длиной до 5 мм с равномерным включением твердых углеводородов, отдельные слои в поперечном сечении выделить не удастся. В ряде случаев имеют накипеобразный характер.

2. Плотные отложения с преобладанием кристаллов гипса средних размеров 5-12 мм с включением твердых и жидких углеводородов: при поперечном срезе образца хорошо различим мелкозернистый слой толщиной 3-5 мм в пристенной части, затем прослеживается среднекристаллический слой призматического или игольчатого строения, где преобладают кристаллы длиной 5-12 мм. Иногда встречаются крупные игольчатые кристаллы длиной 15-18 мм. В наружном слое пространство между средними и крупными кристаллами заполнено более мелкими.

3. Плотные крупнокристаллические отложения: крупные игольчатые кристаллы гипса длиной 12-25 мм образуют каркас. Между ними находятся более мелкие кристаллы солей и углеводородные соединения. В поперечном сечении у стенки оборудования слой более плотный, а по мере удаления от поверхности доля крупных кристаллов значительно увеличивается. В некоторых случаях в НКТ отложения гипса представлены в виде одиночных кристаллов длиной 20-27 мм с включением у основания мелких.

Отложения всех трех видов образуются в НКТ, хвостовиках, устьевой арматуре, системе подготовки нефти и воды. В клапанах, приемных фильтрах

насосов и на штангах крупнокристаллические отложения не обнаружены. Толщина отложений зависит от интенсивности и времени осадконакопления. Из опыта добычи обводненной нефти известны случаи образования мощных пробок гипсовых отложений длиной в несколько сот метров, при этом практически перекрывается проходное сечение труб [3].

#### **1.4.1 Отложения сульфата кальция**

При разработке нефтяных месторождений с применением заводнения происходят гидрохимические изменения, сказывающиеся на формировании пластовых вод, добываемых попутно с нефтью. С закачкой воды в нефтяном пласте образуется сложная многокомпонентная система: закачиваемая вода - пластовая вода - нефть с растворенным газом - породы пласта. В результате сложных внутрипластовых процессов в этой системе происходит увеличение концентрации ионов сульфата в пластовых водах. Поэтому все гипотезы о причинах отложения гипса сводятся к объяснению причин увеличения в пластовой воде концентрации сульфат-ионов в связи с закачкой пресной или сточной вод, а также к изучению растворимости осадкообразующих соединений из-за изменяющихся термодинамических условий при подъеме жидкости с забоя скважины на поверхность [4].

Образование гипсовых отложений будет происходить в том случае, если концентрация сульфата кальция в растворе превысит при данных условиях равновесную. Такое условие возникает при смешении пластовой хлоркальциевой воды с пресной или сильно опресненной водой, насыщенной сульфатами в процессе продвижения ее по пласту. При этом предполагается, что обводнение скважин обусловлено поступлением воды на забой из различных пропластков и пластов (в случае совместного вскрытия перфорацией). Причем воды, поступающие из различных пропластков, существенно отличаются по солевому составу. Одни из них больше насыщены сульфатами, другие, в частности пластовые, насыщены ионами кальция. В результате смешения таких

вод в скважине раствор оказывается перенасыщенным по отношению к сульфату кальция, избыток которого выпадает на оборудовании в виде твердого осадка.

На интенсивность образования гипсовых отложений влияет изменение величины равновесной концентрации (предельной растворимости) сульфата кальция. Это условие возникает при изменении температуры и давления в насыщенных сульфатных растворах при подъеме жидкости из скважины. Перепады давления, которые испытывают растворы при поступлении на забой скважин, оказывают превалирующее влияние на сульфатное равновесие в этих растворах и уменьшают предельную растворимость сульфата кальция в воде. Изменение температурного режима растворов оказывает существенное влияние на растворимость гипса в воде только на поверхностях теплообмена установок по подготовке обводненной нефти.

#### **1.4.2 Отложения карбонатов кальция и магния**

В добывающих скважинах по мере подъема продукции происходит снижение температуры (при этом растворимость карбоната кальция  $\text{CaCO}_3$  (кальцит) увеличивается) и 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.

Влиянием температурного фактора можно объяснить образование карбонатных отложений в некоторых глубоких нагнетательных скважинах с высокой пластовой температурой, куда закачивается вода, насыщенная карбонатом кальция в поверхностных условиях [4].

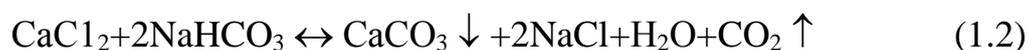
Существенное влияние на растворимость кальцита оказывает присутствие в воде  $\text{CO}_2$ . При растворении кальцита в воде, содержащей двуокись углерода, происходит химическая реакция с образованием хорошо растворимого бикарбоната кальция  $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ :



Для образования бикарбоната кальция и невыпадения кальцита из раствора необходимо некоторое количество свободной двуокиси углерода в воде. Таким образом, снижение давления в системе газ-вода, приводящее к соответствующему снижению парциального давления  $\text{CO}_2$ , может быть одной из причин уменьшения растворимости кальцита и выпадения его в осадок. Именно этот процесс вызывает частое отложение кальцита на стенках НКТ в добывающих скважинах выше глубины начала разгазирования нефти или выше точки ввода газа в НКТ в газлифтных скважинах.

На растворимость карбоната кальция значительное влияние оказывает рН среды. В кислой среде растворимость кальцита значительно больше, 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 двуокиси углерода.

Одной из причин пересыщения пластовых вод кальцитом является процесс смешивания несовместимых вод по химической реакции:



На карбонатное равновесие существенное влияние могут оказывать природные амфотерные соединения, переходящие из нефти в воду. Так, выделенные из нефти кислотные соединения при наличии нафтеновых и карбоновых кислот обладают эффективностью осаждения ионов кальция и магния из растворов на 90-100 %.

В составе отложений при добыче нефти встречены осадки карбоната магния. Его образование происходит по схеме реакции (1.1) и (1.2).

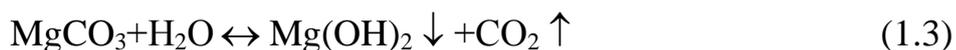
Растворимость карбоната магния растет с увеличением парциального давления  $\text{CO}_2$  и уменьшается при повышении температуры.

Обычно карбонат магния не представляет такой опасности, как карбонат кальция. Как правило, природные воды, содержащие магний, имеют в своем составе и кальций. Любое нарушение равновесия в воде, направленное на

уменьшение растворимости карбоната магния, будет также уменьшать и растворимость карбоната кальция, который, как менее растворимый, первым начнет выпадать в осадок, что приведет к соответствующему снижению содержания карбонат-ионов в растворе. Поэтому, несмотря на существенное нарушение условий карбонатного равновесия, пластовые воды, содержащие кальций и магний, обычно выделяют осадки карбоната кальция.

Исключения из этого правила могут быть при смешении вод, одна из которых находится в равновесном состоянии по отношению к ионам  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$  и  $\text{CO}_3^{2-}$ , а другая обогащена магнием. В этом случае карбонат магния может выпадать в осадок раньше карбоната кальция.

При температуре выше  $82\text{ }^\circ\text{C}$  карбонат магния разлагается с образованием гидрат окиси магния по уравнению:



Если из попутных вод выпадают и сульфатные, и карбонатные соли, то обычно наблюдается четкая локализация осадков: в НКТ, особенно в нижней половине скважины, преобладают сульфаты кальция и бария, а в наземных сооружениях отлагаются углекислые соли кальция и отчасти магния [4].

### **1.4.3 Отложения хлористого натрия**

Хлористый натрий  $\text{NaCl}$  - основной солевой компонент практически всех пластовых вод. Его растворимость существенно увеличивается с ростом температуры. Влияние давления на растворимость  $\text{NaCl}$  невелико, повышение давления несколько увеличивает растворимость.

Отложения хлористого натрия при добыче нефти встречены на тех месторождениях, где залежи нефти контактируют с высокоминерализованными рассолами. При обводнении нефтяных скважин таких месторождений пластовой водой отмечены многочисленные соляные пробки, причем осадок состоит почти исключительно из чистого галита ( $\text{NaCl}$ ).

На месторождениях, эксплуатирующихся с применением закачки воды, отложения галита встречаются сравнительно редко. Они отмечаются в тех скважинах, где пластовая вода представлена рассолами. По мере подхода нагнетаемой воды и образования смешанных вод появление галитных пробок прекращается, хотя и возможно образование других солей.

Основная причина выпадения хлористого натрия из пластовой воды нефтяных месторождений - это снижение температуры и давления, приводящее к их перенасыщению солью [4].

### **1.5 Методы борьбы с солеотложениями**

Изучение опыта предупреждения отложения солей при добыче нефти в промышленных условиях позволило систематизировать методы предотвращения образования отложений солей в скважинах. Выделяются физические, технологические и химические методы предотвращения отложения солей.

Технологические методы предотвращения солеотложения заключаются в изменении технологии эксплуатации месторождения, условий работы отдельных элементов и узлов нефтепромыслового оборудования.

Наиболее радикальным является применение технологических схем разработки месторождений, не вызывающих либо существенно ограничивающих солеотложения в оборудовании скважин. Например, выбор источника водоснабжения для системы поддержания пластового давления оказывает решающее влияние на динамику увеличения отложения солей.

Физические методы предупреждения солеотложения основаны на применении магнитных, электрических и акустических полей для обработки добываемой жидкости.

Исследования показали, что эффективность магнитного метода зависит от условий его применения и химического состава добываемых вод. Наилучшие результаты получены при обработке магнитным полем вод, содержащих значительное количество закисного железа. Предложен также

магнитоакустический способ предотвращения отложения солей. Жидкость последовательно обрабатывается магнитным и акустическим полями.

Химические методы предупреждения солеотложения, основанные на применении химических реагентов-ингибиторов, получили в настоящее время наибольшее распространение. Они позволяют обеспечить качественную и продолжительную защиту оборудования от солеотложения на всем пути движения водонефтяной смеси [5].

## **1.6 Зоны отложения солей**

### **1.6.1 Призабойная зона скважины**

В призабойной зоне скважины давление, воздействующее на жидкость, испытывает наибольшие изменения. При эксплуатации скважин с низким забойным давлением (ниже давления насыщения) существует потенциальная возможность начала солевыведения в призабойной зоне еще на подходе к стволу скважины, там, где начинается процесс выделения газа.

Отложение солей в призабойной зоне проблематично из-за высокой скорости потока и многими авторами подвергалось сомнению. Однако, статистика последних лет по Х показывает достаточно быстрый темп снижения проницаемости ПЗП в ходе эксплуатации скважины с низким забойным давлением и ее восстановление при применении солянокислотных обработок. Это косвенно подтверждает отложение карбонатных солей в призабойной зоне скважины. В любом случае, интенсивность отложений в ПЗП значительно ниже, чем в стволе скважины [5].

### **1.6.2 Эксплуатационная колонна**

Второй зоной солеотложения является эксплуатационная колонна скважины в интервале от зоны перфорации до приема насоса.

Изменение давления влияет на растворимость карбоната кальция через изменение содержания растворенного диоксида углерода в водной фазе. Снижение давления при подъеме скважинной продукции вдоль эксплуатационной колонны уменьшает содержание  $\text{CO}_2$  в воде и растворимость карбоната кальция, что приводит к его выпадению в осадок. Выделяющиеся из жидкости пузырьки газа в первую очередь возникают не в объеме жидкости, а на поверхности [5] оборудования, что приводит к созданию на поверхности колонны благоприятных условий для зарождения микрокристаллов солей. Образующиеся микрокристаллы обладают гидрофобной поверхностью и благодаря этому интенсивно прилипают друг к другу и к поверхности колонны.

### 1.6.3 Поверхность колес УЭЦН

Отложения солей на месторождении наблюдаются в скважинах, оборудованных ЭЦН. Как правило, солеобразованию в большей степени подвержены скважины с высоким дебитом (рисунок 1.5).

Основными причинами является повышение температуры потока добываемой жидкости из-за теплоотдачи от погружного электродвигателя и выделение газа на нижних ступенях ЭЦН.



Рисунок 1.5 – Солеотложения на рабочих ступенях УЭЦН

Как правило соли откладываются на первых до 45% и последних ступенях насоса 21%. Еще 21% процент солей в сумме отлагается на внутренней поверхности НКТ, корпусе электродвигателя и газосепараторах. И, наконец, 13% отлагается на внутренней поверхности самого корпуса насоса.

#### **1.6.4 Насосно-компрессорные трубы и наземные коммуникации**

Отложения в этих зонах менее проблематичны. Проводя защитные мероприятия по ингибированию солеотложения на насосном оборудовании, одновременно предотвращают их развитие в НКТ и в наземном оборудовании.

#### **1.6.5 Печи установок подготовки нефти**

Интенсификация солеотложения в печах установок подготовки и перекачки нефти обусловлена последовательным снижением концентрации растворенного  $\text{CO}_2$  в воде при движении добываемой жидкости скважин по трубам из-за снижения давления и [5] увеличения разгазирования, повышением содержания ионов железа в транспортируемой продукции из-за процессов коррозии металла. Вновь сложившийся равновесный баланс между содержанием солеобразующих ионов кальция, железа и гидрокарбоната и растворенным диоксидом углерода в процессе нагрева нарушается и происходит выпадение солей.

## 2 МЕТОДЫ РАЗРУШЕНИЯ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЯ СОЛЕЙ

### 2.1 Солянокислотная обработка скважины

На месторождениях Западной Сибири отложения солей представлены в основном карбонатными осадками. А в качестве основного удаляющего реагента используется широко распространенная и дешевая соляная кислота. При взаимодействии соляной кислоты с карбонатом кальция протекает следующая химическая реакция, сопровождающаяся переводом нерастворимого в воде осадка в водорастворимую соль:



Хлористый кальций ( $\text{CaCl}_2$ ) – хорошо растворимая в воде соль. Углекислый газ ( $\text{CO}_2$ ) при пластовом давлении растворяется в воде.

Обязательным процессом солянокислотной обработки должна быть предварительная солянокислотная ванна с удалением отложений из эксплуатационной колонны. Без такого удаления солянокислотный раствор по пути на забой скважины будет интенсивно реагировать с отложениями в стволе скважины, снижая свою эффективность [6].

Категорически недопустимо добавление в раствор плавиковой кислоты.

В состав кислотной композиции добавляется ингибитор коррозии, ПАВ-интенсификатор. Продукты кислотной обработки растворимы в воде и немедленного извлечения не требуют.

Рекомендуется добавка в кислотный состав 1-2 % ингибитора солеотложения. Такая добавка позволит избежать отложений после запуска скважины в работу в течение 1-2 недель.

Продолжительность реакции кислотного состава в ПЗП - 1-2 часа.

Удаление солей из разных зон солеотложения производится по различным технологиям. Не существует универсального метода, позволяющего удалить соли одновременно из всех зон.

## 2.2 Применение погружных скважинных контейнеров

Перспективными методами предотвращения солеотложений являются погружные скважинные контейнеры (ПСК).

Контейнеры скважинные с твердым и капсулированным реагентом Capron 75W предназначены для доставки ингибитора солеотложений в скважину, его последующего дозированного растворения и подачи в откачиваемую жидкость с целью предотвращения неорганических отложений на рабочих органах и поверхности погружного оборудования.

Контейнер скважинный с капсулированным реагентом (КСКР) состоит из труб, заполненных капсулированным ингибитором солеотложений (ИСК) и дозатора в верхней части (Рисунок 2.6).

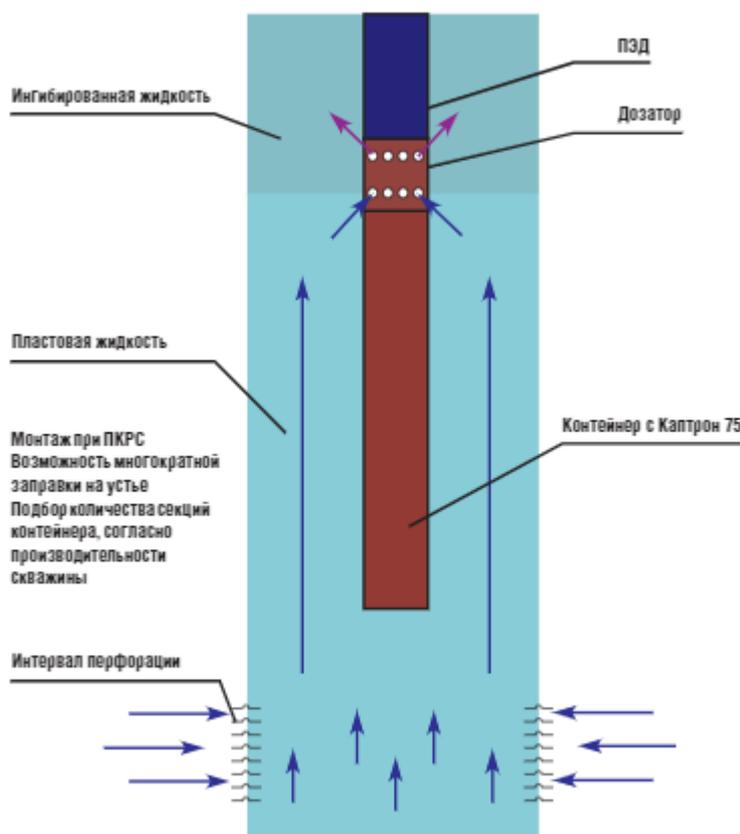


Рисунок 2.6 - Схема применения скважинного контейнера

Размещение ИСК в секции из НКТ с дозатором обеспечивает:

- дозированную, непрерывную и равномерную подачу ингибитора в пластовую жидкость не менее 12 месяцев;

- возможность минимально необходимой дозировки при температуре от 0°С до +100°С;
- возможность дозировки при обводнённости добываемой жидкости от 0 до 99% и дебите от 15 до 150 м<sup>3</sup>/сутки;
- применение КСКР не осложняет монтаж УЭЦН в скважине. Капсулированный ингибитор солейотложений представляет собой капсулы из полимерной полупроницаемой мембраны размером в 50-100 микрон, внутри которых находится ингибитор (рисунок 2.7).



Рисунок 2.7 – Диффузия активного компонента ингибитора через полимерную мембрану

Пластовая жидкость попадает через дозатор в секцию, диффузионно проникает в капсулы, растворяет ингибитор и выносится обратно. Далее растворенный ингибитор покидает КСКР через отверстия дозатора и оказывается на приеме УЭЦН. В колонне насосно-компрессорных труб происходит адсорбция его молекул на зародышах кристаллов солей, что препятствует дальнейшему их росту и выпадению как на рабочих органах ЭЦН, так и на поверхности погружного оборудования.

Контейнер скважинный с твердым реагентом (КСТР) состоит из перфорированных труб, заполненных твердым ингибитором солейотложений (ИСТ) в непроницаемой цилиндрической оболочке с дозирующим отверстием в нижнем торце оболочки.

Размещение ингибитора в непроницаемой оболочке с дозирующим отверстием обеспечивает:

- дозированную непрерывную и равномерную его подачу в пластовую жидкость не менее 12 месяцев;
- возможность минимально необходимой дозировки при температуре от +20°C до +100°C;
- возможность дозировки при обводнённости добываемой жидкости от 0 до 99% и дебите от 15 до 125 м<sup>3</sup>/сутки;
- применение КСТР не осложняет монтаж УЭЦН в скважине.

При работе центробежного погружного насоса (ЭЦН) пластовая жидкость попадает через перфорации в КСТР, постепенно растворяет ингибитор и насыщается им. Растворившиеся в пластовой жидкости молекулы ингибитора адсорбируются на зародышах кристаллов солей, препятствуют их дальнейшему росту и выпадению на рабочих органах ЭЦН и поверхности погружного оборудования.

### **2.3 Метод закачки ингибитора солеотложений в затрубное пространство**

Применение армированных капиллярных трубопроводов позволяет подавать минимальное количество ингибитора целенаправленно в нужный интервал скважины (в колонну НКТ, непосредственно на прием ЭЦН, в интервал перфорации) что снижает вероятность коррозионного поражения и повышает эффективность работы самого ингибитора.

Капиллярные трубопроводы для подачи химических реагентов - это металлический, бронированный, полимерный, одножильный и другие варианты исполнения (рисунок 2.8).



Рисунок 2.8 – Капиллярный трубопровод

Капиллярная система подачи химреагентов позволяет щадящим образом подойти к процессу ингибирования солеотложений, потому что подается малые количества реагентов (1-5 л/сут) и именно в нужный интервал скважины. Это позволяет защищать оборудование от солеотложений с минимальным коррозионным воздействием. Капиллярная система включает в себя наземную дозировочную установку и устройство ввода, капиллярный трубопровод малого диаметра, который может доходить до интервала перфорации (рисунок 2.9).



Рисунок 2.9 – Наземное оборудование

Устройство ввода может быть осуществлено через боковой отвод или традиционный кабельный ввод, модернизировав его конструкцию. Для подачи химического реагента непосредственно в колонну НКТ есть эксцентриковая муфта, которая позволяет вводить химический реагент выше насоса.

Для подачи на прием насоса разработано клапанное устройство - распылитель, который позволяет непосредственно подавать на приемную сетку насоса химический реагент (рисунок 2.10).

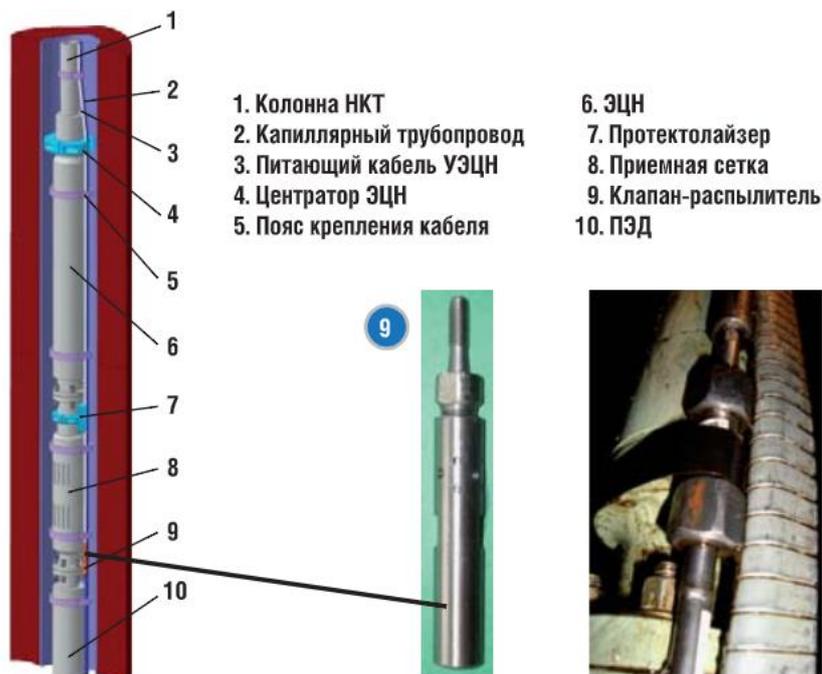


Рисунок 2.10 - Подача ингибитора на прием насоса

Для предотвращения разрушения капиллярного трубопровода на внешней поверхности НКТ, ПЭД, насоса поставляются центраторы, протекторы.

В качестве дозируемого реагента рекомендуется применять «Реагент Азол 3010». Ингибитор солеотложения «Реагент Азол 3010» предназначен для применения в качестве ингибитора отложения трудно - растворимых солей кальция, магния в нефтепромысловом оборудовании при добыче и подготовке нефти. Для ограничения накипиобразования в теплоэнергетических системах, в промышленных охлаждающих системах и в других процессах, где имеется контакт металлической поверхности с водой, содержащей соли.

Ингибитор солеотложения «Реагент Азол 3010», представляет собой

раствор фосфонового производного в низкотемпературной жидкости [7]. В зависимости от природы и состава низкотемпературной жидкости, «Реагент Азол 3010» выпускается под марками: А, В, С, Д.

В качестве низкотемпературной жидкости для «Реагента Азол 3010 марок А, В и С» применяется смесь вода и метанол. Для «Реагента Азол 3010 марка Д» в качестве низкотемпературной жидкости используется этиленгликоль.

Основные физико-химические показатели ингибитора солеотложения «Реагента Азол 3010 ТУ 2458-044-00205423-2012» приведены в таблице 2.1 [7].

Таблица 2.1 - Физико-химические показатели ингибитора солеотложения «Реагента Азол 3010»

Наименования показателя	Норма для марки продукта				Метод испытания
	Марка А	Марка В	Марка С	Марка Д	
Внешний вид	Подвижная жидкость от светло-желтого до коричневого цвета				ГОСТ 25336 и по п.5.2. ТУ 2458-044-0205423-2012
Ph 5% водного раствора при 20 °С, в пределах	8,0-9,0				По п.5.3. ТУ 2458-044-0205423-2012
Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup> не менее:	1,0	1,05	1,10		ГОСТ 3900 и по п.5.4. ТУ 2458-044-0205423-2012
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /сек, при 20°С, не более	15	23	25		ГОСТ 33 и по п.5.5. ТУ 2458-044-0205423-2012
Массовая доля нелетучих веществ, % не менее:	15	23	25		ГОСТ Р 52487 и по п.5.6. ТУ 2458-044-0205423-2012
Температура застывания °С, не выше	Минус 50		Минус 40		ГОСТ 20287 метод Б и по п.5.7. ТУ 2458-044-0205423-2012
Концентрация реагента, мг л, обеспечивающая ингибирование отложений в стандартной среде не менее 90%: по CaCO <sub>3</sub> по CaSO <sub>4</sub>	15	15	15		По НАСЕ ТМ0374-2001 и по п.5.8. ТУ 2458-044-0205423-2012
Скорость коррозии Ст.3 в среде реагента, мм/год, не более	0,1				По ГОСТ 9.506 и по п.5.9. ТУ 2458-044-0205423-2012
Термостабильность, °С не ниже	150				*

Условия рационального использования ингибитора солеотложения «Реагента Азол 3010».

Рекомендуемая рабочая концентрация ингибитора солеотложения «Реагента Азол 3010» составляет 15-50 мг/л, которая устанавливается по результатам лабораторных и опытно-промысловых испытаний, в зависимости от химического состава среды и гидродинамических условий перекачки водонефтяной смеси.

Для рационального использования ингибитора нужно провести очистку насосно-компрессорных труб (НКТ) и ствола скважины установкой соляно-кислотной ванны с последующей обратной промывкой. Для скважин, осложненных отложением парафина, перед проведением соляно-кислотной обработкой рекомендуется очистка нефтяным растворителем.

Системы подачи ингибитора солеотложения «Реагента Азол 3010» в защищаемую систему должна обеспечивать равномерное распределение ингибитора в транспортируемой жидкости. Используются следующие технологии ингибирования:

- введение ингибитора солеотложения методом постоянного дозирования осуществляется при помощи блочных автоматизированных установок БРХ, УДЭ и др.

Ингибиторная установка должна обеспечивать подачу ударных и рабочих доз.

Технология закачки ингибитора методом постоянного дозирования индивидуально дозирующей установкой БРХ, БР, УДЭ заключается в непрерывной подаче ингибитора в затрубное пространство скважины в последовательности:

- ударная Дозировка 50 - 100 мг/л первые 3 - 5 суток;
- рабочая Дозировка 15 - 50 мг/л постоянно;
- повторная ударная обработка 50 - 100 мг/л 2-е суток при снижении содержания ингибитора в водной фазе ниже 15 мг/л.

## 2.4 Обработка призабойной зоны ингибитором солеотложений при подземном ремонте скважин (закачка в пласт)

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 (рисунок 2.11).

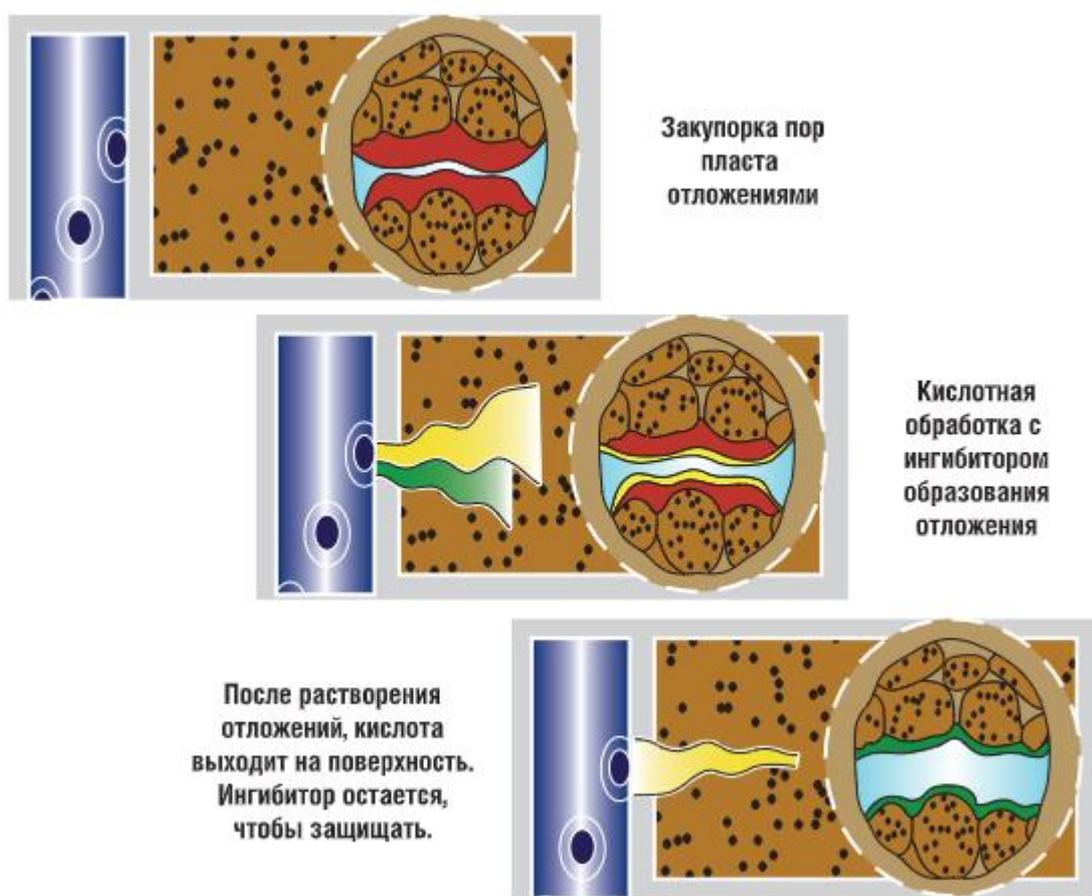


Рисунок 2.11 – Схема ингибирования

Для рационального использования ингибитора нужно провести очистку насосно-компрессорных труб и ствола скважины установкой соляно-кислотной ванны с последующей обратной промывкой. Для скважин, осложненных отложением парафина, перед проведением соляно-кислотной обработкой

рекомендуется очистка нефтяным растворителем.

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

В качестве рабочего агента рекомендуется применять ингибитор солеотложения «Реагент Азол 3010», а также Акватек 511М производства ООО «НПК «АКВАТЕК».

Основные физико-химические показатели ингибитора солеотложения Акватек 511М приведены в таблице 2.2 [8].

Основные достоинства данной технологии заключается в защите призабойной зоне скважины, эксплуатационной колонны до уровня насоса, насосного оборудования, НКТ и наземных коммуникации.

Также имеются и недостатки, а именно: необходимость продавливания ингибитора в удаленные зоны пласта водным раствором. Контакт водного раствора с ПЗП может затруднить дальнейший вывод скважины на режим.

Таблица 2.2 – Физико-химические показатели ингибитора солеотложения Акватек 511М

Наименование показателя	Норма			Метод анализа
	АКВАТЕК-511А	АКВАТЕК-511М	АКВАТЕК-511Л	
Внешний вид	Жидкость от светло-желтого до коричневого	Жидкость от светло-желтого до коричневого	Жидкость от светло-желтого до коричневого	По 5.3 наст.ТУ
Температура застывания °С, не более	минус 50	минус 50	минус 50	По 5.4 наст. ТУ
Плотность при температуре 20°С. г/см <sup>3</sup> , не менее	1.0	0.990	1.0	По ГОСТ 18995.1- 73
Водородный показатель, (рН), в пределах	6.5-8.0	8.0-9.0	8.0-9.0	По ГОСТ 26449.1- 85 и по 5.5 наст. ГУ

Стабильность пересыщенного раствора по карбонату кальция при концентрации 30	90	90	90	По ФР. 1.29.2008.04823 и по 5.6 наст. ТУ
Кинематическая вязкость мм <sup>2</sup> /с, при 20°С, не более	20	20	20	По ГОСТ 33-2000
Скорость коррозии, г/м <sup>2</sup> ·ч, не более	0.125	0.125	0.125	ГОСТ Р 9.905-2007 по 5.7 наст.
Массовая доля активной основы, %	26	26	26	По 5.8 наст. ТУ

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 ускоряется десорбция ингибитора из пластовой породы [8].

### **3 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИРОВОК СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ НА X НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТРОЖДЕНИИ**

Сведения изъяты, в связи с конфиденциальностью информации.

## **4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

### **4.1 Расчет стоимости проведения соляно-кислотной обработки на X месторождении**

#### **4.1.1 Состав и структура затрат**

Исходные данные для расчета экономической эффективности проведения соляно-кислотной обработки скважины приведены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Исходные данные для расчета

<b>Параметр</b>	<b>Значение</b>	<b>Ед. изм</b>
Дебит скважины до обработки	17	т/сут
Дебит скважины после обработки	20	т/сут
Объем соляной кислоты (27,5%)	8000	л
Объем уксусной кислоты (80%)	450	л
Объем Уникола	435	л
Объем плавиковой кислоты	400	л
Объем хлористого бария	25	л
Объем ингибитора «Детергент Советский»	240	л

При проведении соляно-кислотной обработки необходимо учесть следующие основные затраты:

- Стоимость химических реагентов, применяемых для приготовления раствора.
- Стоимость техники, используемой при СКО.
- Заработная плата рабочим [11].

#### **4.1.2 Расчет стоимости соляно-кислотного раствора**

Для приготовления раствора применяются следующие реагенты:

Таблица 4.9 – Стоимость реагентов

Реагент	Единица изм.	Стоимость,руб.	Плотность,кг/м <sup>3</sup>
Соляная кислота (27,5%)	л	10	1,19
Уникол У-2	кг	40	1,020
Уксусная кислота (80%)	кг	42,55	1,049
Плавиковая кислота (60%)	кг	41,77	1,015
Хлористый барий (27,5%)	кг	60	3,097
Детергент Советский	кг	52	1,11

Объем соляной кислоты (27,5%) составляет 8м<sup>3</sup> (8000 литров).  
Следовательно, стоимость будет составлять:

$$C_{\text{сол.}} = V * C, \text{ руб.}, \quad (4.9)$$

где  $V$  – объем, л;

$C$  – стоимость за литр (либо кг).

$$C_{\text{сол.}} = 8000 * 10 = 80\,000 \text{ руб.}$$

*Затраты на уникол.*

Количество уникола равно 435л. или 0,443кг ( $m = \rho \cdot V$ ), следовательно

$$C_y = 0,443 * 40 = 17,72 \text{ руб.}$$

*Затраты на уксусную кислоту.*

Находим по пропорции количество вещества в 80% растворе:

$$V_1 = 0.45 * 0.8 = 0.36 \text{ м}^3$$

Находим стоимость уксусной кислоты:  $C_{y.k.} = 16,06$  руб.

Аналогично находим цены оставшихся реагентов. Они составляют:

Плавиковая кислота  $C_{n.k.} = 10,17$  руб.

Хлористый барий  $C_{x.б.} = 1277,5$  руб.

Детергент Советский  $C_{д.с.} = 13,85$  руб.

Для приготовления раствора используют 14,45 м<sup>3</sup> воды. Так как ее стоимость низка, то не учитываем ее при подсчете общей стоимости необходимого количества раствора.

$$Ц = Ц_{\text{сол}} + Ц_{\text{у}} + Ц_{\text{у.к}} + Ц_{\text{н.к}} + Ц_{\text{х.б}} + Ц_{\text{д.с}} \quad (4.10)$$

$$Ц = 80000 + 17,72 + 16,06 + 10,17 + 1277,5 + 13,85 = 81335,3 \text{ руб.}$$

#### 4.1.3 Расчет основной заработной платы

На заданное количество основных и вспомогательных рабочих составляется ведомость по ниже представленной форме:

Таблица 4.10 – Состав рабочих и время занятости

Профессия	Разряд	Количество	Затраты времени на проведение мероприятия, ч.
Мастер КРС	10	1	22
Бурильщик	8	1	134
Помощник бурильщика	4	1	134
Помощник бурильщика	3	1	134
Стропальщик	5	1	6
Электромонтажник	7	1	8
Оператор ЦДНГ	5	1	2

Зарботную плату рабочих определяем по формуле:

$$З_p = ч \cdot T \cdot C_ч \quad (4.11)$$

где:  $ч$  – численность рабочих соответствующего разряда, чел.

$T$  – затраты времени рабочего соответствующего разряда на проведение мероприятия, ч.

$C_ч$  – часовая тарифная ставка рабочего соответствующего разряда, руб.

Расчет заработной платы рабочих сводим в таблицу 4.11.

Таблица 4.11 – Расчет заработной платы

Профессия	Количество	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Затраты времени, ч.	Заработная плата, руб.
Мастер КРС	1	10	241,2	22	5302
Бурильщик	1	8	186,1	134	24924
Помошник бурильщика	1	4	154,3	134	20636
Помошник бурильщика	1	3	132,6	134	17688
Стропальщик	1	5	111,8	6	666
Электромонтажник	1	7	109,3	8	872
Оператор ЦДНГ	1	5	109,3	2	218
ИТОГО: в т.ч.					70306
Основные					63914,5
Вспомогательные					10043,7

Рассчитываем сумму доплат, учитывающую размер премии по каждой категории работников по формуле:

$$D_p = \frac{Z_p \cdot H_{np}}{100} \quad (4.12)$$

где:  $H_{np}$  – размер премии в % от прямой заработной платы

$$D_{p.осн.} = \frac{70306 \cdot 50}{100} = 35153 \text{ руб.}$$

$$D_{p.всп.} = \frac{10043,7 \cdot 30}{100} = 3013,11 \text{ руб.}$$

Затем определяем заработную плату с учетом доплат (расчетную заработную плату -  $Z_{рас.}$ ) по формуле:

$$Z_{рас.} = \Sigma Z_p + \Sigma D_p \quad (4.13)$$

$$Z_{рас.} = 69914,5 + 35153 + 3013,11 + 10043,7 = 112124,4 \text{ руб.}$$

Определяем заработную плату с доплатой по районному коэффициенту к зарплате по формуле:

$$Z_{p.k.} = Z_{pac.} \cdot K_p \quad (4.14)$$

где:  $K_p$  – районный коэффициент к заработной плате

$$Z_{p.k.} = 112124,4 \cdot 1,5 = 168186,6 \text{ руб.}$$

Рассчитываем доплату за работу в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях по формуле:

$$D_{сев.} = \frac{Z_{pac.} \cdot g}{100} \quad (4.15)$$

где:  $g$  – размер доплаты в % от расчетной заработной платы за работу в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях

$$D_{сев.} = \frac{112124,4 \cdot 50}{100} = 56062,19 \text{ руб.} \quad (4.16)$$

Общая сумма основной заработной платы рабочих определяется по формуле

$$Z_{общ.осн.} = Z_{p.k.} + D_{сев.} \quad (4.17)$$

$$Z_{общ.осн.} = 168186,6 + 56062,19 = 224248,7 \text{ руб.}$$

#### 4.1.4 Расчет дополнительной заработной платы

Дополнительная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{доп.} = \frac{Z_{общ.осн.} \cdot D}{100} \quad (4.18)$$

где:  $Z_{общ.осн.}$  – основная заработная плата, руб.

$D$  – размер дополнительной заработной платы в % к основной заработной плате, %

$$З_{дон} = \frac{224248,7 \cdot 11}{100} = 24667,36 \text{ руб.}$$

#### 4.1.5 Расчет отчислений на социальные нужды

Отчисления на социальные нужды определяется в % от суммы основной и дополнительной заработной платы по формуле:

$$O_{с.н.} = \frac{(З_{общ.осн.} + З_{дон}) \cdot O}{100} \quad (4.19)$$

где:  $O$  – размер отчислений на социальные нужды от суммы основной и дополнительной заработной платы, % ( $O = 26\%$ )

$$O_{с.н.} = \frac{(224248,7 + 24667,36) \cdot 26}{100} = 64718,19 \text{ руб.}$$

#### 4.1.6 Расчет стоимости услуг

Стоимость транспортных услуг и услуг специальной техники определяется по формуле:

$$C_{усл.} = C_{усл.}^ч \cdot T_p \quad (4.20)$$

где:  $C_{усл.}^ч$  – стоимость 1 часа работы единицы транспорта или спецтехники, руб.

$T_p$  – время работы единицы оборудования транспорта или спецтехники при проведении мероприятия, ч.

Расчеты стоимости услуг сводим в таблицу 4.10.

Таблица 4.12 – Расчет стоимости техники

Наименование транспортного средства и спецтехники	Время работы	Стоимость 1ч, руб.	Стоимость услуг, руб.
Цементировочный агрегат ЦА-320	18	47,38	852,84
Подъемник УПА-100	134	72	9648

Автоцистерна АЦН-12	24	35,48	851,52
Трактор К-700	6	77,55	465,3
Площадка КрАЗ-255	8	58,45	467,6
ИТОГО:			12285,26

#### 4.1.7 Расчет прочих расходов

Сумма прочих расходов определяются по формуле:

$$C_{np} = \frac{Z_{np} \cdot P_p}{100} \quad (4.21)$$

где:  $P_p$  – размер прочих расходов в % от прямых затрат

$Z_{np}$  – сумма прямых затрат на проведение мероприятия

$$C_{np} = \frac{325919,6 \cdot 3}{100} = 977758,7 \text{ руб.}$$

Сумма прямых затрат рассчитывается по формуле:

$$Z_{np} = Z_{общ.осн.} + Z_{доп.} + O_{с.н.} + C_{усл.} \quad (4.22)$$

$$Z_{np} = 95778,82 + 10535,67 + 27641,74 + 12285,26 = 325919,6 \text{ руб.}$$

#### 4.1.8 Расчет цеховых расходов

Сумма цеховых расходов определяется по формуле:

$$C_{цех.} = \frac{Z_{np} \cdot Ц_p}{100} \quad (4.23)$$

где:  $Ц_p$  – размер цеховых расходов в % от прямых затрат

$$C_{цех.} = \frac{325919,6 \cdot 13}{100} = 42369,54 \text{ руб.}$$

#### 4.1.9 Смета затрат на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение мероприятия по формуле:

$$Z_{см.} = Z_{пр.} + C_{пр.} + C_{цех.} + Ц \quad (4.24)$$

$$Z_{см.} = 325919,6 + 977758,7 + 42369,54 + 81335,3 = 1427383 \text{ руб.}$$

#### 4.1.10 Экономический эффект

Затраты на проведение данного мероприятия складываются из стоимости реагентов + зарплата рабочим + затраты на использование техники + прочие расходы. Они составляют 1 427 383 руб.

После проведения СКО планируется увеличение добычи в среднем на 3 тонн в сутки. Себестоимость 1 тонны нефти составляет ~10000 руб. Из этого можно сделать следующий вывод:

1. В сутки прирост прибыли составит 30000 руб.
2. При сохранении данного прироста в 3 т/сут. данное мероприятие окупит себя через две недели (3т.\*10000=30000руб в сутки, 1427383/30000=47,5сут.).

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Отложение солей приводит к заклиниванию рабочих органов насоса, перекрытия проходного сечения насосно-компрессорных труб и трубопроводов системы сбора, ухудшение теплообмена и производительности путевых подогревателей нефти, и как следствие ухудшается качество подготавливаемой нефти.

Существующие методы борьбы с солеотложением на поздней стадии разработки X месторождения не всегда эффективны и требуют дальнейшего совершенствования.

Данный раздел дипломной работы посвящен анализу и разработке мер по обеспечению безопасных условий труда трудящимся при обслуживании оборудования добычи нефти и газа на производственных объектах X нефтяного месторождения (Томская область).

Описываемый район находится в зоне резко выраженного резко континентального климата. Основные черты климата – продолжительная, суровая зима, короткое, теплое лето, резкие колебания суточных и сезонных температур.

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

X является лидером в Томской области по созданию безопасных, комфортных и хорошо оплачиваемых рабочих мест. Компания стремится минимизировать производственные риски трудящихся наряду с совершенствованием технологий добычи нефти и газа.

Все производственные объекты компании оборудованы необходимой для проживания инфраструктурой: комфортные общежития, столовые, бани (сауны), спортивные залы, комнаты отдыха.

Каждый работник компании застрахован от несчастного случая на производстве, а также может получить медицинское обслуживание и санаторно-курортное лечение в рамках медицинского добровольного страхования трудящихся. Раз в год каждый сотрудник компании обязан пройти медицинский осмотр за счет работодателя.

По общему правилу продолжительность вахты не превышает одного месяца. Рабочее время и время отдыха работников-вахтовиков устанавливаются соответствующим графиком работы на вахте, который утверждается администрацией компании.

Продолжительность рабочей смены для работников работающих вахтовым методом составляет 12 часов включая обеденный перерыв 40 минут.

Продолжительность ежедневного (междусменного) отдыха с учетом обеденных перерывов составляет не менее 12 часов.

Обработка персональных данных работников X осуществляется с письменного разрешения работника на обработку его персональных данных, а также на основании трудового, социального и пенсионного законодательства Российской Федерации с соблюдением мер о ее неразглашении.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах Крайнего Севера, - 24 календарных дня;
- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней [12].

Для безопасного обслуживания объектов нефтегазодобычи предприятием должен быть выполнен весь комплекс мероприятий по компоновке рабочей зоны. К таким мероприятиям относятся:

- установка плакатов с указанием категорий пожарной и взрывопожарной опасности, а также установка на оборудовании плакатов с указанием особо опасных мест (электробезопасность). На трубопроводах которые содержат в себе жидкости и газы должно быть нанесено направление потоков транспортируемой среды;
- каждое оборудование должно иметь площадки обслуживания и освещение;
- на оборудовании перекрывающим поток среды должно быть нанесено положение «Закрито-Открыто»;
- каждый взрывопожароопасный объект должен быть оборудован первичными средствами пожаротушения, а также извещателями пожара;
- на оборудовании и трубопроводах должны быть размещены приборы КИПиА для контроля параметров работы;
- помещения АГЗУ, БРВ, насосных, блок-боксы подготовки нефти и газа должны быть оборудованы стационарными датчиками контроля газовоздушной среды, сблокированные с приточно-вытяжной вентиляцией;
- весь персонал промысла должен пользоваться обменёнными ключами, и другими оборудованием, не дающим искр;
- у каждого работника должно иметься средство связи - рация;
- на каждом объекте промысла должно иметься место обогрева вахтенного персонала.

## **5.2 Производственная безопасность**

Неблагоприятные производственные факторы по результирующему воздействию на организм работающего человека подразделяют: на вредные производственные факторы, и опасные производственные факторы [13].

На X месторождении в процессе добычи, подготовки, а также транспортировки нефти, газа и воды на организм человека могут воздействовать ряд опасных и вредных производственных факторов. Перечень опасных и вредных факторов приведен в таблице 5.13 [13].

Таблица 5.13 – Вредные и опасные факторы при эксплуатации опасного производственно объекта

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Обход, осмотр основного и вспомогательного оборудования кустовых площадок, УПН, систем пожаротушения, систем автоматики, ремонт технологического оборудования.	1. Повышенный уровень шума и вибрации. 2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе. 3. Токсичность углеводородов нефти и химических реагентов.	1. Движущиеся машины и механизмы. 2. Поражение электрическим током. 3. Взрывопожаро-опасность горючих веществ. 4. Наличие высокого давления в оборудовании и трубопроводах.	1. ГОСТ 12.1.003-2014. труда. Шум. Общие требования безопасности. 2. ГН 2.2.5.3532 – 18. (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. 3. ГОСТ 12.1.019-2017 Электробезопасность. 4. ГОСТ 12.1.010-76 Взрывобезопасность. 5. ГОСТ 12.2.049-80 Оборудование производственное. 6. ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации СРД.

### 5.3 Анализ вредных производственных факторов

#### Повышенный уровень шума и вибрации

Шум это хаотичное сочетание звуков различной частоты и интенсивности, возникающих при механических колебаниях в твердых, жидких и газообразных средах. Шум оказывает негативное влияние на организм человека, в первую очередь на центральную нервную систему и сердечно-сосудистую систему [14].

За единицу измерения уровня звукового давления и интенсивности звука принят децибел (дБ). Человек воспринимает диапазон звуков от 0 до 140 дБ.

Автотранспорт, разлитые производственные агрегаты, также автоматические групповые замерные установки, не создают уровень шума,

превышающего допустимый 80 дБ согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [15]. В случае превышения этого порога рабочий персонал должен использовать средства индивидуальной защиты (беруши, вкладыши, наушники, шлемофоны).

Вибрация это процесс распространения механических колебаний в твердом теле. При воздействии на организм общей вибрации страдает в первую очередь нервная система и анализаторы: вестибулярный, зрительный, тактильный.

Основным источником локальной вибрации является ручной инструмент. Локальная вибрация вызывает спазм сосудов кисти, предплечий, нарушая снабжение конечностей кровью.

Для защиты рук человека применяют вкладыши, перчатки и прокладки, которые сделаны из упругодеформирующихся материалов.

#### **Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе**

Метеорологические условия (микроклимат) рабочей среды является основным вредным производственным фактором трудящихся, оказывающий непосредственное влияние на теплообмен человека. Если человек будет долго находиться в неблагоприятных метеорологических условиях, то это приведет к резкому понижению самочувствия, снизит его производительность, а также приведет к заболеванию.

В Х, установлены граничные значения температуры, при которых не могут производиться работы на открытом воздухе:

- в отсутствии ветра: -37 °С;
- при скорости ветра до 5 м/с: -36 °С;
- при скорости ветра от 5 до 10 м/с: -35 °С;
- более 10 м/с: -33 °С.

При выполнении работ в необогреваемых закрытых объектах работы прекращаются при температуре -37 °С и ниже.

Чтобы снизить воздействие этого негативного фактора в зимний период следует использовать СИЗ: теплую спецодежду, которая должна регулярно выдаваться трудящимся.

В летний период рекомендуется использовать непромокаемую спецодежду, а именно плащи, костюмы, сапоги, прорезиненные перчатки, каску, очки, шапку, а также очки.

### **Токсичность углеводородов нефти и химических реагентов**

При проведении солянокислотных обработок скважин, дозирования различных химических реагентов в поток добываемой пластовой жидкости существует вероятность соприкосновения человека с химическими реагентами вредными для здоровья.

Для предотвращения отложения солей используется ингибитор солеотложений АЗОЛ 3010 марки А который содержит в себе метанол. Метанол сильнейший яд (смертельная доза 30 мл, ПДК в рабочей зоне 5 мг/м<sup>3</sup>).

Нефть и ее пары относятся к четвертому классу опасности (ПДК в рабочей зоне 300 мг/м<sup>3</sup>) [16].

Попадание вредных веществ может происходить через кожу, а также через дыхательные пути. Попадание вредных веществ на кожу может вызвать сыпь, раздражение, эпидермис кожных покровов, а также аккумулироваться в организме. Вдыхание паров вызывает удушье и смерть.

Для снижения воздействия этого негативного фактора рекомендуется использовать средства индивидуальной защиты. Для защиты кожных покровов рекомендуется применять спецодежду и спецобувь, а для защиты органов дыхания противогазы (шланговые, фильтрующие и изолирующие).

## **5.4 Анализ опасных производственных факторов**

### **Движущиеся машины и механизмы**

Незащищённые вращающиеся детали, движущиеся машины и механизмы (кронблочки, талевые системы), передвигающиеся изделия, заготовки представляют большую опасность для трудящихся. Особо опасными механизмами являются агрегаты для проведения подземного и капитального ремонта скважин.

Всем трудящимся необходимо использовать СИЗ, а именно одежду, без свисающих элементов, каску, сапоги, защитные очки. Кроме этого необходимо:

- следить за целостностью ограждений и информационных плакатов;
- все вращающиеся механизмы должны иметь защитные кожухи;
- не находиться в зоне погрузочно-разгрузочных работ.

### **Поражение электрическим током**

Опасное и вредное воздействия на людей электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей проявляются в виде электротравм и заболеваний, включая профессиональные и производственно-обусловленные заболевания. Смертельно опасным током является ток силой 100 мА, который приводит к остановке сердца и нарушает кровообращение [17].

При обслуживании скважин, а также групповых замерных установок не исключена вероятность поражения работника электрическим током из-за прикосновения к токоведущим частям оборудования [18].

К токоведущим частям оборудования относятся: кабельные линии, станции управления, стационарное освещение, контрольно-измерительные приборы и автоматика.

Для обеспечения защиты от прямого прикосновения необходимо применять следующие технические способы и средства (основная защита): основная изоляция, защитные ограждения и барьеры, безопасное расположение и удаленность от человека токоведущих частей, ограничение напряжения, применение сверхнизкого (малого) напряжения, выравнивание потенциалов, защитное отключение, ограничение установившегося тока прикосновения и электрического заряда, электрическое разделение, предупредительная световая, звуковая сигнализации, блокировки безопасности, знаки безопасности, электрозщитные средства и другие средства индивидуальной защиты.

### **Взрывопожароопасность горючих веществ**

Технологические сооружения площадки куста скважин являются взрывопожароопасными: в аварийной ситуации возможна разгерметизация

оборудования и трубопроводов с неконтролируемым выходом нефти и нефтяного газа в помещение замерной установки и на территорию площадки с последующим воспламенением и взрывом.

Для исключения возникновения взрыва или пожара на кустовых площадках промысла необходимо [19]: использовать только герметичное производственное оборудование; эксплуатировать рабочую и аварийную вентиляцию; выполнять отвод, удаление взрывоопасной среды и веществ, способных привести к ее образованию; контролировать состав воздушной среды и отложений взрывоопасной пыли.

### **Наличие высокого давления в оборудовании и трубопроводах**

Разгерметизация трубопроводов или оборудования находящегося под давлением может привести к получению травм, загазованности территории, а также к пожару или взрыву.

Для снижения этого негативного фактора необходимо:

- вновь монтируемое оборудование должно иметь штуцера для подключения к системе дренажа;
- на оборудовании должны быть установлены приборы для измерения давления (манометры);
- выполнять ремонт (вскрытие) оборудования или трубопроводов только после удаления избыточного давления в нем;

Ремонт сосудов, находящихся под давлением запрещается [20].

Обслуживающий персонал должен тщательно осматривать фланцевые соединения, наружную поверхность аппаратов и трубопроводов на наличие негерметичности. Также персонал осматривает контрольно-измерительные приборы (манометры, термометры, датчики уровня).

## **5.5 Экологическая безопасность**

При эксплуатации и обслуживании объектов месторождения, воздействию подверглись все компоненты окружающей среды. В первую

очередь это коснулось почвенного, растительного покрова, поверхностных вод и атмосферы [21].

Негативное действие на окружающую среду в случае аварийной ситуации может проявиться в загрязнении атмосферного воздуха продуктами сгорания углеводородных газов, термическим воздействием.

Мероприятия по охране атмосферы [22]:

- сброс жидкости из аппаратов в подземную емкость перед остановкой оборудования на ремонт;

- проектирование объектов с высокой степенью автоматизации;

- сброс нефти и газа с предохранительных клапанов аппаратов в дренажные емкости;

- полная герметизация систем сбора и транспортировки закачиваемой воды в пласт;

- непрерывный контроль содержания вредных и взрывоопасных газов в атмосферном воздухе;

- испытание трубопроводов и оборудования на прочность и герметичность проводить строго после монтажа.

Мероприятия по охране недр, растительного и животного мира включают:

- разработка мероприятий по сохранению плодородия почв, исключению развития эрозионных, склоновых и других негативных процессов изменения природных процессов;

- снятие и складирование в буртах почвенного покрова перед началом строительных работ; запрещается использовать слой почвы для устройства подсыпок и перемычек;

- в процессе бурения – внедрение безамбарного бурения с замкнутым циклом очистки и использования бурового раствора, строгим контролем за соблюдением технологии бурения и строительства скважин, сбором в специальные емкости отходов бурения с последующим их обезвреживанием и утилизацией [23];

- восстановление и ремонт обваловок старых буровых шламовых амбаров;
- ликвидация переполненных шламовых амбаров и амбаров, расположенных вблизи рек;
- контроль за состоянием земель и почв, контроль состояния поверхностных условий ландшафта на всех этапах производственной деятельности.

Кроме того, снижение негативного воздействия на земельные ресурсы и почвенный покров предлагается решить путем:

- использования различных методов защиты трубопроводов от внутренней и внешней коррозии;
- использования труб с повышенными прочностными характеристиками.

Благодаря немногочисленности скважин на кустовых площадках и равномерности распределения по месторождению объектов обустройства влияние возможного поступления токсичных веществ в гидросферу будет носить локальный характер.

С целью минимизации воздействия и предохранения подземных вод от загрязнения предусматривается:

- строительство эксплуатационных скважин и по безамбарной технологии на кустовых площадках, размещаемых в пределах водного объекта – болота;
- цементирование кондуктора и эксплуатационной колонны, бетонирование приустьевой части скважин и оборудование устья герметизирующим оголовком;
- применение отдельной герметизированной системы канализации для сбора сточных вод;
- сохранение режима пропуска поверхностных вод исключением пережима внутриболотного стока, подтопления и заболачивания территории, подпора насыпи земляного полотна болотными водами - устройством водопропускных труб;
- проведение мониторинга за техническим состоянием трубопроводов.

## 5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации бывают техногенного, природного, биолого-социального и социального, экологического, военного характера [24].

Анализ работы аналогичных объектов в нормальном режиме и анализ чрезвычайных ситуаций, возникающих на них, показывает, что для кустовой площадки скважин наиболее вероятны следующего характера аварии:

- взрыв парогазовой смеси при разгерметизации сепарационной емкости в ЗУ;
- разгерметизация выкидного трубопровода, приводящая к авариям по нескольким сценариям - ранний взрыв выделившегося газа из трубопровода, поздний взрыв с участием паров разлитой нефти, пожар пролива;
- взрыв парогазовой смеси при разгерметизации подземной емкости.

В целях повышения уровня промышленной безопасности и снижения риска аварийных разливов нефти на рассматриваемом объекте рекомендуется осуществить следующие организационные и технические мероприятия:

- следует повысить на предприятии уровень входного контроля оборудования, а также контроля за соблюдением подрядными организациями проектных решений и качества строительно-монтажных работ;
- в целях уменьшения коррозии рекомендуется применять коррозионно-стойкие трубы для выкидных трубопроводов;
- обеспечить объем автоматизации оборудования в соответствии с действующими нормативными документами.

На предприятии должен быть разработан и утвержден план ликвидации возможных аварий. Каждый работник общества должен с ним ознакомиться.

В результате данной работы были изучены основные опасные и вредные производственные факторы рабочей среды, рассмотрены мероприятия по снижению их воздействия на трудящихся, а также выполнен анализ воздействия на окружающую среду промышленных объектов и оборудования. На каждом предприятии должен быть разработан план ликвидации возможных аварий.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В последнее время наблюдается увеличение количества разработок и изобретений новых методов борьбы с солеотложением в скважинах и на промышленном оборудовании. Также ведется совершенствование и уже существующих способов борьбы с данным видом осложнений. Немаловажно постоянно исследовать пластовые воды, что позволит предугадать и предотвратить выпадений солей в осадок. Необходимо вести тщательную подготовку воды, которая используется в системах поддержания пластового давления. Несовместимость вод напрямую влияет на интенсивность выпадений солей в осадок.

Если отложения неизбежны, то необходимо очень тщательно изучить механизм их проявления и действовать исходя из данных условий. Подобрать наиболее эффективный и экономически выгодный метод предотвращения выпадений солеотложений.

В данной работе были рассмотрены причины образования солей такие как: несовместимое смешивание вод, автоосаждение, изменение температуры и давления, закачка газа и солевыведение вызванное испарением. А также методы борьбы с ними. Такие как: физические, технологические и химические.

Химические методы борьбы, основанные на применении химических реагентов-ингибиторов, имеют наибольшее распространение. Они позволяют обеспечить качественную и продолжительную защиту оборудования от солеотложения.

При проведении сравнительной методике эффективности ингибиторов солеотложений выявили что, для хлоркальциевого типа вод, к которым относятся воды X месторождения, наиболее эффективные ингибиторы солеотложения АКВАТЕК 5041 и АЗОЛ 3010. Процесс солеотложения лучше предотвращать до начала выпадения соли, так как ингибитор солеотложения должен вводиться в поток до начала формирования кристалла соли.

Предложен менее затратный вариант подачи ингибитора: установка УДЭ с постоянной подачей ингибитора солеотложения в скважины, имеющие наработку на отказ ЭЦН по причине солеотложения, а также подача ингибитора солеотложения через блок реагентного хозяйства на вход УПН X месторождения в недостающей концентрации для ингибирования кальцитообразования в оборудовании пунктов подготовки нефти.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. Владивосток: Дальнаука, 2011 г. – 288 с
2. ТИ-0007 ЮЛ-098. Технологическая инструкция ОАО «Томскнефть» ВНК «Проведение процессов по удалению и предотвращению солеотложений на объектах добычи, подготовки и транспорта углеводородного сырья» № П1-01.05 г. Стрежевой 2014.
3. Ахметшина И.З. Р.Х. Бочко, Л.Х. Ибрагимов. О механизме образования солеотложений 1981 г. — 26—28 с.
4. Емков А.А. Методы борьбы с отложениями неорганических солей в оборудовании подготовки нефти // Обзор. информ. Сер. Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений. – 1988. – Вып. 4. – 51 с. 8.
5. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – ООО Недра-Бизнесцентр, 2000 г. – 653 с.
6. Глущенко В.Н., Пташко О.А., Харисов Р.Я., Денисова А.В. Кислотные обработки: составы, механизмы реакций, дизайн. - Уфа: АН РБ, Гилем, 2010.- 392с., ил.
7. ТИ 04-151-2012. Инструкция по применению ингибитора солеотложения «Реагента Азол 3010» для предотвращения отложений трудно растворимых солей кальция и магния в нефтепромысловом оборудовании при добыче и подготовке нефти.
8. ТУ 2458-003-70887619-2003. Ингибитор АКВАТЕК – 511М. Технические условия Переизданное с изменениями №1-11.
9. ОТЧЕТ О НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЕ ЗАО «Уфанипинефть» «Исследование причин солеобразования в скважинах и нефтепромысловом оборудовании, разработка и адаптация способов предупреждения солеотложения для объектов АО «Томскнефть» ВНК.
10. Методика определения эффективности ингибиторов солеотложений при проведении опытно-промышленных испытаний на объектах нефтяных

месторождений. АО «Томскнефть» ВНК

- 11.Петров А.В., Жихаров Н.В., Методика анализа логистических затрат стоимости товаров // Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Приложение к приказу МРП России от 21.03.2007 г. №61. Москва 2007 г. 94 с.
- 12.Трудовой кодекс Российской федерации от 27.12.2018 N 542-ФЗ.
- 13.ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
- 14.Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда: учебное пособие для вузов /П.П. Кукин и др. - 5-е изд., стер. - М.: Высшая школа, 2009. - 335 с.
- 15.ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
- 16.ГН 2.2.5.3532 – 18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
- 17.Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда: учебное пособие для вузов /П.П. Кукин и др. - 5-е изд., стер. - М.: Высшая школа, 2009. - 335 с.
- 18.ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
- 19.ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования (с Изменением N1).
- 20.ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
- 21.ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
- 22.Федеральный закон "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ (ред. от 31.12.2005 г.). № 7-ФЗ (ред. от 14.03.2009 г.).
- 23.Дополнение к технологической схеме разработки Крапивинского месторождения. (протокол Центральной нефтегазовой секции ЦКР РОСНЕДР

по УВС №2572 от 6.06.2015 г.

24.ГОСТ Р 22.0.02-94 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения основных понятий (с Изменением N1).