

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  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА**

Тема работы
<b>ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ОСЛОЖНЕННЫХ ОБРАЗОВАНИЕМ СОЛЕЙ</b>

УДК 622.276.72

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Окунев Максим Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД ИШПР	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.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ ИШПР	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н.		

**ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ****21.03.01 Нефтегазовое дело****ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**

<b>Код компетенции</b>	<b>Наименование компетенции</b>
<b>Универсальные компетенции</b>	
<b>УК(У)-1</b>	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
<b>УК(У)-2</b>	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
<b>УК(У)-3</b>	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
<b>УК(У)-4</b>	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
<b>УК(У)-5</b>	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
<b>УК(У)-6</b>	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
<b>УК(У)-7</b>	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
<b>УК(У)-8</b>	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
<b>УК(У)-9</b>	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
<b>УК(У)-10</b>	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
<b>ОПК(У)-1</b>	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
<b>ОПК(У)-2</b>	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
<b>ОПК(У)-3</b>	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
<b>ОПК(У)-4</b>	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
<b>ОПК(У)-5</b>	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
<b>ОПК(У)-6</b>	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии

<b>ОПК(У)-7</b>	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
<b>Профессиональные компетенции</b>	
<b>ПК(У)-1</b>	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-2</b>	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-3</b>	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-4</b>	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-5</b>	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
<b>ПК(У)-6</b>	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
<b>ПК(У)-7</b>	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-8</b>	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП/ОПОП  
 \_\_\_\_\_ А.А. Лукин  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О)

### ЗАДАНИЕ

#### на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б95	Окунев Максим Сергеевич

Тема работы:

<b>ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ОСЛОЖНЕННЫХ ОБРАЗОВАНИЕМ СОЛЕЙ</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты, таблицы и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы
<b>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b>	Геологические условия формирования солеотложений. Анализ источников и причин солеобразования. Процесс формирования солевых отложений. Осложнения в работе оборудования. Анализ и обзор современных технологий предупреждения солеотложений. Постоянное дозирование ингибитора в затрубное пространство скважины индивидуальной дозирующей установкой. Дозирование ингибитора с помощью устьевых дозаторов в

	<p>заданную точку по капилляру. Технология периодического дозирования в затрубное пространство скважины. Применение погружных скважинных контейнеров с реагентами.</p> <p>Современный подход к усовершенствованию технологий с применением ингибитора солеотложений. Опыт применения ингибиторов для предотвращения отложений солей и коррозии нефтепромыслового оборудования.</p>
--	--

**Перечень графического материала**

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:**

Раздел	Консультант
Причины и условия солеотложений	<p>Старший преподаватель ОНД ИШПР Чеканцева Лилия Васильевна</p>
Методы предотвращения солеотложений в добывающих скважинах и наземном оборудовании	
Выбор технологии удаления и ингибирования солеотложения кальцита	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<p>Доцент ОСГН ШБИП, к.т.н. Креницына Зоя Васильевна</p>
Социальная ответственность	<p>Старший преподаватель ООД ШБИП Гуляев Милий Всеволодович</p>

**Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:**

--

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

**Задание выдал руководитель:**

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

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Окунев Максим Сергеевич		

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  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения весенний семестр 2022/2023 учебного года

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**Выполнения выпускной квалификационной работы**

Обучающийся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б95	Окунев Максим Сергеевич

Тема работы:

<b>ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ОСЛОЖНЕННЫХ ОБРАЗОВАНИЕМ СОЛЕЙ</b>
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы	
---	--

Дата контроля	Название раздела (модуля)/ вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Причины и условия солеотложений	<b>25</b>
	Методы предотвращения солеотложений в добывающих скважинах и наземном оборудовании	<b>25</b>
	Выбор технологии удаления и ингибирования солеотложения кальцита	<b>20</b>
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<b>15</b>
	Социальная ответственность	<b>15</b>

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

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

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ ИШПР	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-М.Н.		

**Обучающийся**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Окунев Максим Сергеевич		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 94 с., 8 рисунков, 18 таблиц, 17 источников.

Ключевые слова: солеобразование, осложнения, нефтяное месторождение, нефтепромысловое оборудование, обводненность, ингибиторы солеотложения.

Объектом исследования являются осложнения солеотложений, возникающие при эксплуатации нефтепромыслового оборудования и методы их предотвращения.

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ эффективности существующих методов борьбы с солеобразованием в нефтепромысловом оборудовании и подбор наиболее эффективных методов борьбы.

В ходе работы рассматривались общие сведения о солеотложении, условия и причины образования солей, наиболее эффективные и экономически выгодные технологии борьбы с солеотложением.

В результате работы был рассмотрен порядок проведения, преимущества и недостатки различных технологий удаления и предотвращения солеотложения. Даны практические рекомендации по применению технологий на месторождениях нефти АО «Томскнефть-ВНК».

Актуальность работы заключается в том, что в периоды разработки нефтяных месторождений на этапах падающей добычи (III) и добычи на истощении (IV) увеличивается обводненность добываемой продукции, что является одной из основных причин образования солеотложения, таким образом, оптимальный выбор метода борьбы с солеобразованием является важной частью разработки месторождений.

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

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	10
1 ПРИЧИНЫ И УСЛОВИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ.....	12
1.1 Механизм образования кристаллов солей.....	13
1.2 Анализ выпадения солей из пластовых вод.....	15
1.3 Анализ состава солеотложений.....	16
1.4 Прогнозирование образования солеотложений.....	17
2 МЕТОДЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ И НАЗЕМНОМ ОБОРУДОВАНИИ .....	19
2.1 Физические методы.....	19
2.2 Технологические методы.....	21
2.3 Технологии ингибирования солеотложения.....	23
2.3.1 Добавление ингибитора к жидкости глушения .....	25
2.3.2 Постоянное дозирование ингибитора в затрубное пространство скважины индивидуальной дозирующей установкой УДЭ .....	25
2.3.3 Технология периодического дозирования в затрубное пространство скважины .....	27
2.3.4 Технология задавливания ингибитора в пласт .....	33
2.3.5 Технология дозирования через систему ППД .....	36
2.3.6 Применение погружных скважинных контейнеров-дозаторов .....	38
2.4 Методы удаления солеотложений .....	40
2.5 Основные зоны отложения солей и механизм их удаления .....	41
3. ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ УДАЛЕНИЯ И ИНГИБИРОВАНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ КАЛЬЦИТА .....	49
3.1 Анализ физико-химических свойств скважинной продукции .....	49
3.2 Исследование реагентов для удаления и ингибирования выпадения кальцита .....	51
3.3 Расчет закачки ингибитора через систему ППД в зависимости от приемистости скважин.....	55
3.4 Тактика выбора технологии ингибирования .....	60
3.5 Рекомендации по ингибированию скважинной продукции «У» месторождения.....	67
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	69
4.1 Сущность и организация проведения мероприятия.....	69
4.2 Расчет сметы затрат на проведение мероприятия.....	69
4.3 Расчет себестоимости дополнительной добычи нефти .....	72
4.4 Расчет годового экономического эффекта.....	74



5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	78
5.1 Анализ вредных производственных факторов .....	79
5.2 Анализ опасных производственных факторов .....	81
5.3 Охрана окружающей среды .....	83
5.4 Защита в чрезвычайных ситуациях .....	87
5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	89
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	92
Использованные источники: .....	93

## **ВВЕДЕНИЕ**

В современной нефтяной промышленности процесс добычи нефти сопровождается различными осложнениями, которые неблагоприятно влияют на эксплуатацию нефтепромыслового оборудования. Поддержание эксплуатационного фонда в рабочем состоянии является актуальной задачей, поэтому одной из главных задач является борьба и предотвращение осложнений.

Образование солеотложений в нефтепромысловом оборудовании является распространенным явлением при добыче нефти и газа, что негативно сказывается на эксплуатации оборудования.

Решение этой проблемы требует комплексного подхода, включая знание физико-химических процессов, причин образования отложений солей и умение контролировать и предотвращать образование солей в нефтепромысловом оборудовании при эксплуатации. Важно правильно выбрать методы борьбы с солеотложением, учитывая промысловые условия и экономическую целесообразность.

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

Целью данной выпускной квалификационной работы является технологическое обоснование и анализ методов предотвращения и удаления солеобразования с целью повышения эффективности работы нефтепромыслового оборудования.

Объектом исследования данной выпускной квалификационной работы являются технологии предупреждения образования солеотложений и методы их удаления на «У» нефтяном месторождении (Томская область).

В данной работе были поставлены задачи:

- Раскрыть основные причины и процесс формирования солевых отложений.

- Кратко охарактеризовать методы борьбы с солевыми отложениями.
- Провести анализ существующих технологий борьбы с солевыми отложениями.
- Предложить технологическое решение для борьбы с солевыми отложениями на «У» нефтяном месторождении.

## **1 ПРИЧИНЫ И УСЛОВИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ**

Причины образования солеотложений в нефтепромысловом оборудовании комплексны и многообразны, несмотря на это, нет существенных расхождений в производственном списке основных причин, поэтому данная тема для исследований остается актуальной на сегодняшний день.

Есть несколько видов классификаций причин образования солей в нефтепромысловом оборудовании, согласно одной из них, выделяют четыре основные группы причин:

Первая группа причин заключается в высокой обводненности скважинной продукции, а также свойства и параметры добываемой водонефтяной эмульсии, наличие в ней как растворенных, так и не растворенных минералов. Также сюда включают особенности геологических структур разрабатываемого пласта. В этом контексте нефтепромысловое оборудование, используемое при добыче жидкости подвержено процессу солеотложения.

Вторая группа причин связана с изменением термобарических условий в скважине, происходящее за счет увеличения количества добываемой жидкости для достижения обозначенных темпов разработки. Таким образом, происходит увеличение температуры добываемой жидкости, что ведет к увеличению кавитационных процессов и выпадению солевых осадений.

Третья группа причин связана с несовместимостью пластовой воды с закачиваемой водой другого состава. Также сюда включают возможность межпластовых перетоков, происходящие за счет условий эксплуатации, в результате чего происходит осадкообразование солей. В связи с этим проводят расчеты и анализы на возможность выпадения осадка.

Четвертая группа причин связана с неподходящей конструкцией и неисправностями ГНО, возникающие в течение разработки. Коррозия является одной из причин повреждение оборудования.

Установлено, что химическое вещество выпадает в осадок из раствора, когда концентрация этого элемента или иона в растворе превышает равновесную концентрацию, то есть когда выполняется неравенство:

$$C_i \geq C_{i,p}, \quad (1.1)$$

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

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

Данное неравенство показывает, что осаждение осадка может происходить из-за увеличения фактической концентрации соединения или иона, который может выпасть в осадок; или из-за уменьшения равновесной концентрации соединения или иона.

Увеличение фактической концентрации соединения или иона, который может выпасть в осадок, возникает при смешивании вод различного состава, которые не взаимодействуют друг с другом, а также при растворении горных пород.

Уменьшение равновесной концентрации соединения или иона возникает при перенасыщении вод вследствие изменения термобарических условий, испарения воды и выделения газов [1].

### **1.1 Механизм образования кристаллов солей**

Кристалл – это твердое тело, в котором атомы и молекулы расположены в определенном пространственном порядке. Кристаллические твердые тела анизотропны, что означает, что их физические свойства зависят от ориентации внутри кристалла.

Кристаллы представляют собой твердые тела, в которых атомы или молекулы упорядочены в определенном порядке в пространстве. Кристаллические твердые тела обладают анизотропией, то есть их физические свойства зависят от направления внутри кристалла. Эти свойства включают механическую прочность, коэффициент теплового расширения, электропроводность, теплопроводность и коэффициент фоторефракции [2].

Существует четыре типа твердых кристаллов: ионные, атомные (валентные), молекулярные и металлические, которые определяются природой частиц в узлах кристаллической решетки. Ионные кристаллы, как и кристаллы соли, образуются в системах добычи нефти и газа. Эти кристаллы характеризуются регулярным чередованием положительных и отрицательных ионов в узлах решетки, которые связаны между собой в основном силами электростатического взаимодействия. Внешняя форма кристалла определяется строго определенным и периодическим расположением ионов, атомов и молекул в трех измерениях [3].

Кристаллические тела можно разделить на монокристаллы и поликристаллы. Монокристаллы имеют геометрически правильную внешнюю форму и, как правило, внутреннюю структуру, которая периодически повторяется по всему объему. Поликристаллы представляют собой комбинацию нерегулярно ориентированных мелких кристаллов. Каждый отдельный мелкий кристалл анизотропен, тогда как поликристаллические тела обычно изотропны [2].

Отложения минеральных солей в условиях нефтепромысловых систем являются поликристаллическими телами.

Все кристаллические вещества в той или иной степени растворимы в различных жидкостях. В нефтегазовой промышленности вода при температуре и давлении грунта растворяет минералы горных пород, насыщая их ионами соли, которые при изменении термодинамических условий высвобождаются из раствора в виде твердых кристаллов. При растворении твердых веществ происходит тепловое воздействие, при этом часто поглощается тепло, но реже оно выделяется. Кристаллизация веществ из раствора, в некотором смысле противоположная растворению, также включает тепловые эффекты, но характеризуется противоположными тепловыми эффектами растворения.

Растворимость различных солей отличается как по абсолютному значению, так и по характеру зависимости ее от температуры. В таблице 1

приведены значения растворимости (в г на 100 г H<sub>2</sub>O) некоторых солей при 20 °С.

Таблица 1 – Растворимость некоторых солей в воде при 20 °С

Соль	Растворимость, г/100 г воды
AgNO <sub>3</sub>	222,0
(NH <sub>4</sub> ) <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	75,4
NaCl	36,0
KClO <sub>3</sub>	7,4
CaCO <sub>3</sub>	$6,5 \cdot 10^{-3}$
BaSO <sub>4</sub>	$2,85 \cdot 10^{-4}$

Зависимость изменения растворимости от температуры для разных солей отличается. С повышением температуры растворимость одних солей увеличивается (BaSO<sub>4</sub>) или проходит через максимум (CaSO<sub>4</sub>) – рисунок 1, других – уменьшается (CaCO<sub>3</sub>, BaCO<sub>3</sub>, SrCO<sub>3</sub>).

При добыче нефти и газа в отсутствии нагревания продукции скважин происходит постепенное снижение ее температуры, соответственно увеличивается вероятность образования BaSO<sub>4</sub> [4].

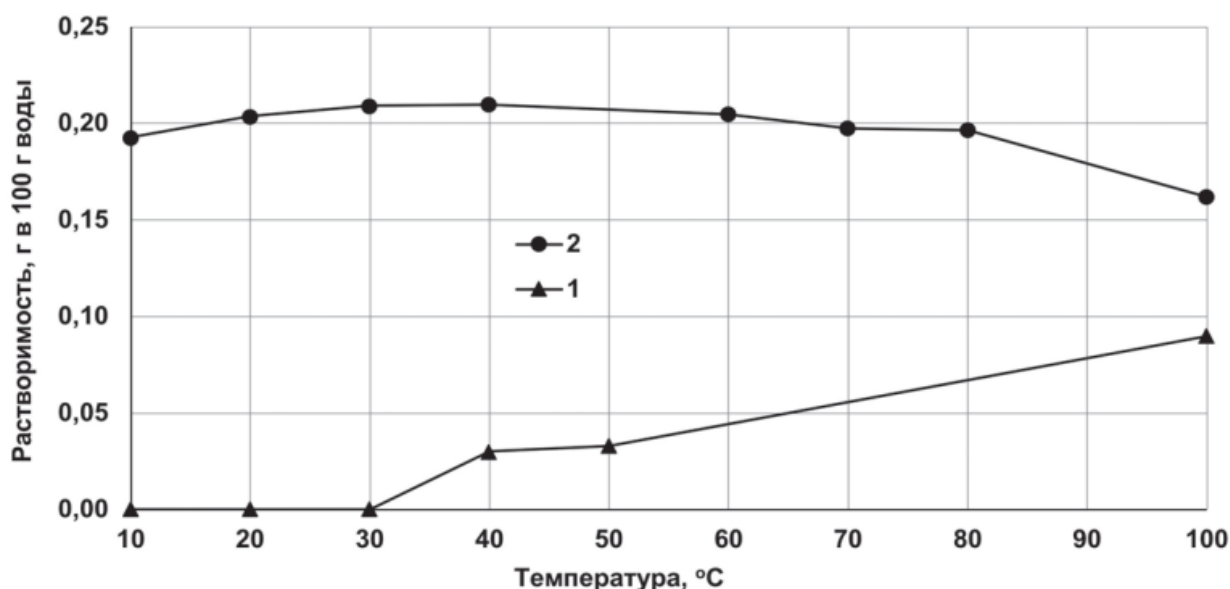


Рисунок 1 – Зависимость растворимости BaSO<sub>4</sub> (1) и CaSO<sub>4</sub>·2H<sub>2</sub>O (2) в дистиллированной воде от температуры

## 1.2 Анализ выпадения солей из пластовых вод

При добыче нефти из скважин, которые содержат воду, могут возникать различные термобарические условия, которые могут способствовать образованию солевой накипи (кальцита, ангидрита). Это может происходить как при подъеме жидкости на поверхность, так и в системе транспортировки и обработки. Кроме того, различные пластовые воды могут смешиваться в скважинах, что также может привести к осадкообразованию солей. Для оценки степени возможного выпадения солей были проведены расчеты на основе анализа глубинных проб пластовых вод [5].

### **1.3 Анализ состава солеотложений**

Характерный ионный состав водной фазы продукции скважин нефтяных месторождений включает следующие основные ионы:  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{Na}^+$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Fe}^{2+}$ ,  $\text{Ba}^{2+}$ ,  $\text{Sr}^{2+}$ . Одновременное присутствие в водной фазе продукции скважин перечисленных анионов и катионов приводит к возможности образования труднорастворимых соединений – карбонатов и сульфатов кальция, железа, бария и стронция, которые являются осадками солей и солеотложений, являющимися наряду с сульфидом железа типичными составляющими минеральных отложений большинства нефтепромысловых систем.

Минеральные отложения могут образоваться в любом месте нефтепромысловой системы, когда химическое равновесие нарушается в результате изменения  $P_{\text{CO}_2}$ , химического состава воды и температуры. Отложения солей можно обнаружить в самых разных местах, включая скважины, трубопроводы, установки по переработке нефти и системы поддержания давления. Отложения солей могут вызвать серьезные проблемы при добыче нефти, включая повреждение солью насосно-компрессорных труб, выход из строя скважинных насосов, снижение эффективности нагревателей сепараторов и сильную коррозию внутренних поверхностей систем ППД и трубопроводов.

Солеотложения не состоят полностью из солей, помимо них они содержат постоянные компоненты, такие как соединения железа (оксиды,



карбонаты) и нерастворимые в концентрированных кислотах вещества, такие как песок или глина. Часто соль, являющаяся основой осадка, не является наиболее массовой составляющей минеральных отложений. Если вода не выделяла бы эту соль, то минеральные отложения не образовались бы в данном месте нефтепромысловой системы.

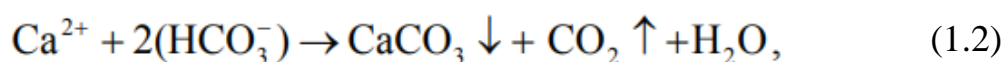
Механические примеси, включая оксиды железа, присутствующие в солеотложениях, служат центрами кристаллизации, на которых начинают расти кристаллы соли. При образовании минеральных отложений механические примеси включаются в состав осадков.

Правильный выбор методов предотвращения солеотложения и понимание механизма образования минеральных отложений требуют знания химического состава отложений.

Рентгено-флуоресцентный и рентгеновская дифракция являются методами анализа, которые позволяют быстро определить элементный состав и полуколичественный фазовый состав солеотложений. Однако, химический метод является основным методом определения состава солеотложений [1].

#### **1.4 Прогнозирование образования солеотложений**

Прогнозирование образования карбоната кальция. Карбонат кальция,  $\text{CaCO}_3$ , образуется в результате реакций:



Известны три формы  $\text{CaCO}_3$  – кальцит, арагонит и ватерит. Кальцит наиболее распространен в нефтепромысловых системах, и далее под  $\text{CaCO}_3$  будет иметься в виду именно кальцит. В водных фазах нефтепромыслов, где концентрация карбонат иона близка к 0, образование  $\text{CaCO}_3$  идет в основном по реакции (1.2). Одним из продуктов этой реакции является углекислота, поэтому осаждение  $\text{CaCO}_3$  зависит от  $P_{\text{CO}_2}$ : с увеличением парциального давления  $\text{CO}_2$  реакция (1.2) смещается влево. Этот эффект в несколько раз повышает растворимость  $\text{CaCO}_3$  в пресной и слабоминерализованной воде при изменении  $P_{\text{CO}_2}$  от 0 до 1 МПа. Повышение температуры и pH сдвигают реакцию (1.2) вправо, в сторону образования  $\text{CaCO}_3$ .

Нарушение химического равновесия, приводящее к образованию минеральных отложений, основным компонентом которых является карбонат кальция, происходит в результате изменения  $P_{CO_2}$ , химического состава воды или температуры.

Обычно образование отложений карбоната кальция не происходит из-за изменения температуры. Однако, если процесс предусматривает нагрев продукции добывающих скважин, необходимо оценить возможность образования  $CaCO_3$  при максимальной температуре и принять меры для предотвращения образования солеотложений. Сепараторы-подогреватели могут иметь поверхность жаровых труб с температурой до 300 °С, поэтому необходимо быть готовым к образованию солеотложений и принимать меры предотвращения. Иногда повышение температуры, приводящее к образованию солеотложений, происходит вследствие нарушения технологического процесса, например, неправильного выбора типоразмера УЭЦН при механизированной добыче нефти [1].

## 2 МЕТОДЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ И НАЗЕМНОМ ОБОРУДОВАНИИ

Одним из главных направлений борьбы с солеотложениями является их предотвращение в скважинах, нефтепромысловом оборудовании и системах внутрипромыслового сбора и подготовки нефти. При выборе метода борьбы с солеотложениями необходимо учитывать экономическую целесообразность, условия и особенности разработки месторождений, наличие технических средств.

Используются различные физические, технологические и химические методы, такие как обработка потока жидкости магнитными и акустическими полями, отключение обводненных интервалов, применение защитных покрытий поверхности оборудования и другие [6].

Все технологии борьбы с солеотложениями делятся на предупреждение и удаление солеотложения (рисунок 2) [7].



Рисунок 2 – Методы предупреждения солеотложений

### 2.1 Физические методы

Существуют различные физические методы, которые могут быть использованы для предотвращения образования отложений солей в потоке

жидкости в нефтепромысловых условиях. Одним из таких методов является применение магнитных, электрических и акустических полей.

В нефтепромысловой практике широко используются магнитные обработки, которые помогают снизить коррозионную активность, предотвратить образование различных отложений и повысить эффективность действия химических реагентов. Для этого используются специальные аппараты магнитной обработки, которые могут быть оснащены постоянными магнитами или электромагнитами. Магнитное поле воздействует на раствор солей, вызывая структурные изменения, благодаря которым соли не осаждаются на поверхности оборудования и выносятся потоком в виде мелкодисперсного кристаллического шлама [8].

**Магнитная обработка** заключается в изменении структуры растворенных солей под воздействием магнитного поля, что позволяет избежать их осаждения в виде твердых отложений и получить мелкодисперсный кристаллический «шлам». Метод прост в использовании, но не всегда возможен, так как требует установки подъемного оборудования и обработки продукции до того, как соль начнет кристаллизоваться.

Несмотря на то, что метод не предотвращает образование солей, в нефтепромысловой практике он широко используется, особенно аппараты с постоянными магнитами. Промысловые испытания проводились на месторождениях Западной Сибири, Куйбышевской, Оренбургской областей и Азербайджана. Некоторые устройства, такие как «Магнолеум» и диспергатор МАГ-1, показали хорошие результаты, но эффективность метода не всегда может быть точно предсказана. Компании Integra Tech Associates и Magnetic Technology Australia также предлагают оборудование для магнитной обработки, использующее постоянные магниты.

Для предотвращения образования отложений солей в нефтяных скважинах используются магнитные устройства, которые устанавливаются в патрубках и располагаются в различных частях скважины, таких как подъемный лифт, приемный глубинный насос, башмак НКТ и выкидные

линии. Для профилактики и дополнительного намагничивания постоянных магнитов они извлекаются ежегодно из скважины. Электрические и магнитные поля могут препятствовать кристаллизации солей, но применение магнитных устройств ограничено из-за сложности управления магнитными процессами и необходимости монтажа подземного оборудования.

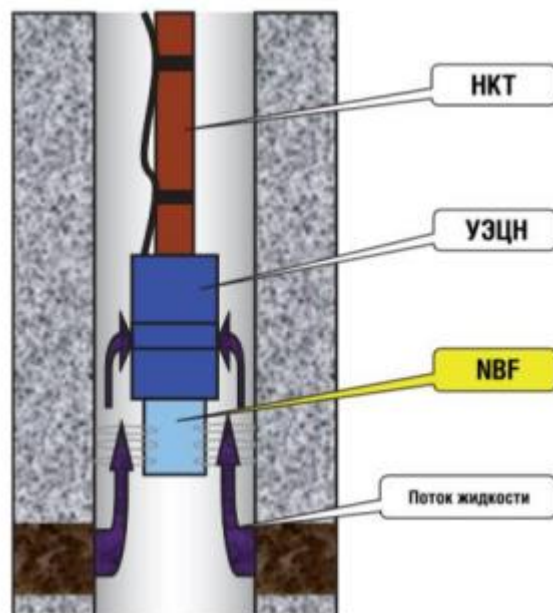


Рисунок 3 – Системный активатор NBF-1A

**Акустический метод.** Данный метод основан на использовании акустического излучателя, который генерирует колебания, препятствующие образованию кристаллов солей на поверхности. Однако данная технология имеет некоторые недостатки, такие как сложность конструкции и перенос образования солей в продукцию. Иностранные исследования показали эффективность работы генератора высокочастотных колебаний в скважинах, однако применение данного метода на производственных объектах затруднено из-за сложности исполнения и неопределенных технических параметров [7].

## 2.2 Технологические методы

Один из методов технологии - изменение параметров процесса, который включает в себя изменение давления в скважине путем использования различных типоразмеров ЭЦН и изменения глубины спуска. Это изменяет термобарические условия, но такой метод имеет недостатки,

такие как возможность использования только при подземном ремонте и возможное снижение добычи нефти.

Другой метод - турбулизация потоков, который ускоряет движение жидкости в скважине и предотвращает кристаллизацию солей и их отложение на оборудовании [7].

Один из последующих технологических методов заключается в выборе и подготовке агента (воды) для использования в системе ППД. Этот метод основан на подборе совместимого агента с пластовыми и попутно добываемыми водами, а также на удалении солеобразующего иона из закачиваемого агента. Преимущества этого метода включают высокую эффективность и защиту скважин от солеотложения, начиная от пласта и заканчивая системой нефтесбора. Тем не менее, реализация этого метода может быть сложной и требует наличия нескольких источников воды для закачки, а также значительных затрат на подготовку закачиваемого агента и инфраструктуру для адресной закачки в зависимости от типа воды.

Один из способов защиты оборудования внутри скважины заключается в использовании специальных материалов для защитных покрытий и деталей. Для этого используют материалы, которые не прилипают к солям, такие как стекло, эмаль лаки, полимеры и пластик. Этот метод имеет преимущество в том, что он не мешает использованию оборудования, но также имеет недостатки, такие как сложность нанесения покрытий и высокая стоимость. Некоторые компании, такие как ООО «Ижнефтепласт» и «DU PONT», занимаются разработкой таких материалов. Рабочие органы изготавливаются из полимерных материалов, что обеспечивает низкую адгезию, высокую чистоту проточных каналов и отсутствие гальванических пар. Однако такие рабочие органы могут быть менее прочными, чем металлические, и менее устойчивы к некоторым агрессивным веществам, таким как соляная кислота [7].

Для предотвращения образования солеотложений в системе подъема нефти можно использовать станции управления с частотным

преобразователем, которые периодически изменяют ускорение вращения УЭЦН в режиме "встряхивания". Однако этот метод не является идеальным и может привести к поломке вала ЭЦН. Персонал, обслуживающий СУ, задает параметры скорости разгона и торможения, периодичность встряхивания, количество встряхиваний и частоту в цикле встряхивания.

Каждый из циклов встряхивания состоит из следующих последовательных действий:

- Пуск и работа установки на заданной частоте;
- Повышение с заданной частоты  $F$  до частоты  $F_1$ ;
- Снижение частоты со значения  $F_1$  до  $F_2$ ;
- Возврат на заданную частоту работы  $F$ .

В процессе встряхивания установка испытывает значительные перегрузки, но это способствует отделению солевых отложений и механических примесей от рабочих поверхностей насоса (рисунок 4) [9].

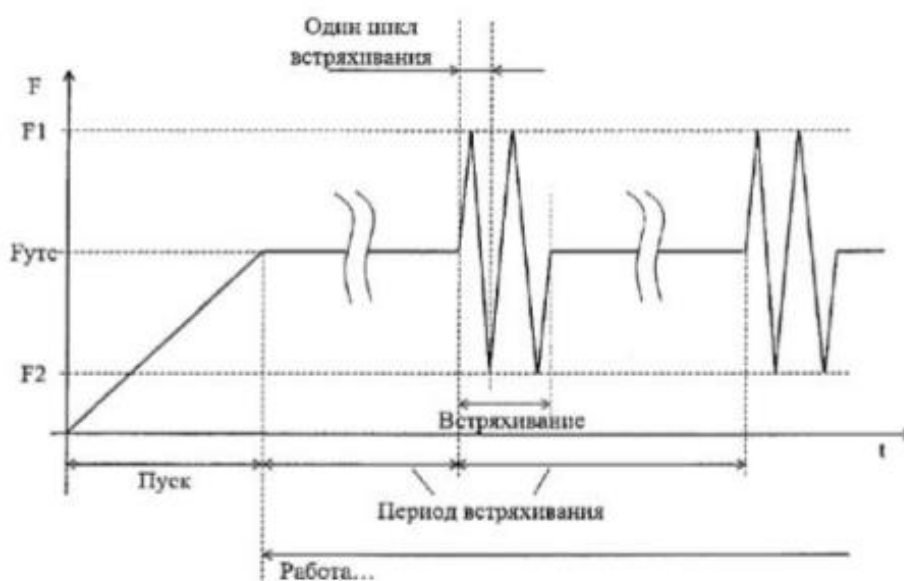


Рисунок 4 – Работа станции управления в режиме встряхивания

### 2.3 Технологии ингибирования солеотложения

Применение ингибиторов в добывающих скважинах является основным методом предотвращения солеотложения. В первую очередь ингибитором обрабатываются скважины, в которых уже наблюдалось выпадение солеотложений и возникали осложнения при добыче нефти. На

каждом предприятии имеются статистические данные о местах, где наблюдались солеотложения, и результаты химических анализов солеотложений. Для выявления образования солеотложений необходимо проводить осмотр НКТ и УЭЦН при каждом извлечении их на поверхность, а также при капитальных ремонтах скважин и работах, связанных с подъемом лифтового оборудования. Ингибитором солеотложений следует обрабатывать скважины с положительным прогнозом осадкообразования. Для этого ежегодно необходимо проводить химический анализ водной фазы всех добывающих скважин месторождения и уточнять фонд солепроявляющих скважин. Особенно важно анализировать причины выхода из строя УЭЦН и фиксировать все случаи отказов, связанные с отложением осадков солей в насосе и на корпусе двигателя.

Выбор технологии ингибирования зависит от двух параметров:

- зоны солеотложения в скважине, куда необходимо доставить реагент,
- производительности скважины, подлежащей ингибированию.

Немалую роль играет расположение солеотлагающих скважин на месторождении.

Существует, как минимум десять различных способов ингибирования:

- добавление ингибитора к жидкости глушения,
- дозирование ингибитора в затрубное пространство скважины индивидуальной дозирующей установкой УДЭ,
- дозирование ингибитора групповой дозирующей установкой БРХ в затрубное пространство скважины,
  - дозирование с применением глубинного дозатора,
  - периодическое дозирование в скважину,
  - адсорбция ингибитора в пласте,
  - адсорбция ингибитора в пласте при поглощении жидкости глушения,
- дозирование ингибитора в отдельную нагнетательную скважину,



- дозирование ингибитора в группу нагнетательных скважин с КНС,
- дозирование ингибитора при массовом применении методов ПНП.

### **2.3.1 Добавление ингибитора к жидкости глушения**

Чтобы избежать несовместимости ионного состава растворенной соли жидкости глушения с ионами пластовой воды и предотвратить образование отложений солей при приготовлении жидкости глушения, в жидкость добавляется ингибитор солеотложения. Это позволяет избежать отложения солей в первые несколько дней после запуска скважины, что может быть очень полезно, учитывая случаи выхода насосного оборудования из строя по причине солеотложений через 15 дней после запуска скважины. Также, добавление ингибитора является одним из основных методов защиты от солеотложения на период вывода скважины на режим, который может занять несколько дней до недели или более.

#### **Достоинства технологии**

Возможность централизованного приготовления жидкости глушения с заданными свойствами, возможность централизованного контроля качества.

Защитные свойства распространяются на зону 1 (ПЗП), благодаря проникновению жидкости глушения в пласт, зону 2 (эксплуатационная колонна), зону 3 (насосное оборудование), зону 4 (НКТ и сборный коллектор).

#### **Недостатки технологии**

Непродолжительность защиты от солеотложения от 5 до 10 дней.

#### **Расчет расхода ингибитора**

Расход ингибитора рассчитывается путем умножения рекомендуемой дозировки для разных типов ингибитора на объем приготавливаемой жидкости глушения:

$$V_{\text{инг}} = p \cdot V, \quad (2.1)$$

где  $p$  – рекомендуемая дозировка, мг/л ( $\text{г}/\text{м}^3$ );

$V$  – объем пачки жидкости глушения, л ( $\text{м}^3$ ).

### **2.3.2 Постоянное дозирование ингибитора в затрубное пространство скважины индивидуальной дозирующей установкой УДЭ**

Для данного метода необходимо использовать стандартную дозирующую установку, которая подает ингибитор в затрубное пространство скважины. Ингибитор перемещается до динамического уровня и смешивается со скважинной жидкостью. Раствор ингибитора имеет более высокую плотность, чем жидкость в затрубном пространстве (нефть), поэтому он перемещается к приемной ЭЦН благодаря силе тяжести. Ингибитор солеотложения не растворяется в нефти и не накапливается в жидкости затрубного пространства.

### **Расчет дозировки**

Количество ингибитора, дозируемого в скважину ( $P$ , кг/сут), рассчитывается по формуле:

$$P = P_0 \cdot Q_B / 10^3, \quad (2.2)$$

где  $Q_B$  - производительность скважины по воде, м<sup>3</sup>/сут;

$P_0$  – оптимальная дозировка ингибитора для пластовой воды, г/м<sup>3</sup>.

В течение первых 10 дней ингибитор вводится в скважину в режиме "ударной дозировки", которая превышает оптимальную дозировку на 5-10 раз. После этого периода ингибитор подается в оптимальной дозировке. Если нет насосов малой производительности, можно использовать 1-10% раствор ингибитора, который закачивается в затрубное пространство существующими насосами. Давление насоса при закачке ингибитора должно быть выше давления газа в затрубном пространстве.

### **Порядок выполнения работ**

При работе УДЭ, БРХ.

В течение 10 дней дозирующие устройства должны обеспечивать закачку ударной дозы ингибитора для ускоренной доставки реагента к приему ЭЦН, для компенсации его потерь на адсорбцию стенками эксплуатационной колонны и НКТ, для насыщения жидкости в затрубном пространстве ингибитором (в первые дни вывода скважины на режим в затрубе присутствует водный раствор глушения, постепенно замещаемый нефтью).

Заправка емкостей УДЭ, БРХ ингибитором производится по мере необходимости, а обслуживание – не реже, чем раз в два дня.

При остановке скважины на ремонт дозатор останавливают, нагнетательная линия от дозирующего устройства демонтируется. Закачка возобновляется после вывода скважины на режим и с подачи ударной дозы ингибитора.

#### При работе пассивного дозатора.

Расчетный объем ингибитора либо его раствора, необходимый для проведения работ, заливается в емкость устройства гидростатического действия. Затем:

- герметично закрывается люк;
- открывается линия, соединяющая устройство с затрубным пространством скважины с целью выравнивания давления;
- реагент выливается в скважину под действием сил гравитации, скорость выливания регулируется размером штуцера в линии слива.

#### **Достоинства технологии**

Гарантированное присутствие ингибитора на приеме ЭЦН и в продукции скважины. Относительная дешевизна метода.

#### **Недостатки технологии**

Данный метод не защищает от солеотложения ПЗП скважины и интервал «от забоя скважины до приема ЭЦН». При движении ингибитора от устья скважины до динамического уровня он представляет коррозионно-агрессивную жидкость, что может вызывать ускоренную коррозию НКТ или эксплуатационной колонны. Постоянно занята полевая затрубная задвижка.

### **2.3.3 Технология периодического дозирования в затрубное пространство скважины**

Для обработки скважин с низкой производительностью, где нет возможности вынести весь объем ингибитора насосом, используется технология серии одноразовых закачек пачек ингибитора в затрубное пространство скважины с периодичностью 15 или 30 дней. Ингибитор может

поступать на прием ЭЦН из затрубного пространства или забоя скважины. Когда выводят скважину на режим после глушения, часть затрубного пространства заполнена раствором глушения, и ингибитор растворяется в нем. При снижении поступления жидкости из пласта, насос начинает отбирать жидкость из затрубного пространства, и растворенный ингибитор поступает на прием ЭЦН. При замещении раствора глушения на нефть, часть ингибитора поступает в насос, а часть опускается в поднасосное пространство и на забой скважины. Возможна также задавка ингибитора на забой скважины насосным агрегатом.

В затрубном пространстве скважины находится слой нефти, через который водный раствор ингибитора солеотложения, нерастворимого в нефти, быстро протекает. Поэтому использование этой технологии рекомендуется только в случае, если раствор ингибитора подается на забой скважины и при эксплуатации скважины не вынимается всю жидкость, которая скапливается на забое.

Условием неполного выноса воды являются следующие величины параметров:

$$Re < 1600 \text{ и } L_{\text{НКТ}} < L_C \cdot r_{\text{Э}}^2 / (r_{\text{Э}}^2 + R_{\text{НКТ}}^2), \quad (2.3)$$

где  $Re$  - число Рейнольдса для нефти;

$L_{\text{НКТ}}$  – глубина подвески насоса, м;

$L_C$  – глубина скважины, м;

$r_{\text{Э}}$  – внутренний радиус эксплуатационной колонны, м;

$R_{\text{НКТ}}$  - внутренний радиус НКТ, м.

Число Рейнольдса для нефти рассчитывается по формуле:

$$Re = 1,274 \cdot Q_{\text{ж}} \cdot (1 - n_0) \cdot b / (172800 \cdot r_{\text{Э}} \cdot \nu), \quad (2.4)$$

где  $Q_{\text{ж}}$  – производительность скважины по жидкости, м<sup>3</sup>/сут;

$n_0$  – объемная доля воды в добываемой скважинной продукции, доля;

$b$  – объемный коэффициент нефти в пластовых условиях;

$\nu$  - кинематическая вязкость нефти в пластовых условиях, м<sup>2</sup>/с.

При невыполнении вышеприведенных условий вынос воды в интервале забой-прием насоса будет полным и применение технологии не рекомендуется.

### Расчет дозировки

Количество ингибитора ( $P$ , кг), подаваемого на забой скважины, рассчитывается по формуле:

$$P = K \cdot P_0 \cdot \gamma \cdot n \cdot (Q_{\text{ж}} \cdot \tau + V_3) / 10^6, \quad (2.5)$$

где  $K = 1,5-2,0$  – коэффициент увеличения расхода ингибитора, учитывающий неравномерность выноса его с забоя скважины;

$\tau$  – периодичность обработок, сут (рекомендуется периодичность 15-30 сут, при снижении содержания ингибитора в попутно-добываемой воде ниже допустимого минимального уровня производится новая обработка);

$V_3$  – объем жидкости на забое скважины ( $\text{м}^3$ ) рассчитывается по формуле:

$$V_3 = \pi \cdot r_c^2 (L_c - L_{\text{НКТ}}), \quad (2.6)$$

где  $r_c$  – радиус скважины, м;

$\gamma$  – плотность газонасыщенной жидкости ( $\text{кг}/\text{м}^3$ ) рассчитывается по формуле:

$$\gamma = [\gamma_1 + \gamma_2 \cdot \Gamma + \gamma_3 \cdot n_0 / (1 - n_0)] / [b + n_0 / (1 - n_0)], \quad (2.7)$$

где  $\gamma_1$  – плотность сепарированной нефти в нормальных условиях,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$\gamma_2$  – плотность газа в нормальных условиях,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$\gamma_3$  – плотность пластовой воды в нормальных условиях,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$\Gamma$  – газосодержание пластовой нефти, приведенное к нормальным условиям,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;

$n_0$  – объемная доля воды в добываемой скважинной продукции рассчитывается по формуле:

$$n_0 = n / [n + (1 - n) \cdot \gamma_3 / \gamma_1], \quad (2.8)$$

где  $n$  – массовая доля воды в добываемой скважинной продукции.

Если при расчете количество ингибитора  $P$  получается меньше 50 кг, то для первой закачки необходимо брать 50 кг ингибитора. При следующей закачке ингибитора на забой скважины необходимо брать расчетное количество реагента. Периодичность закачки ингибитора на забой скважины уточняется в процессе работы скважинного оборудования.

#### Пример расчета

Пример расчета потребности в реагентах для ингибирования солеотложения сделан для скважины со следующими значениями параметров технологического режима и физико-химических свойств нефти пласта:

- $r_c$  – радиус скважины - 0,073 м;
- $r_{\text{Э}}$  – внутренний радиус эксплуатационной колонны – 0,062 м;
- $R_{\text{НКТ}}$  - внутренний радиус НКТ – 0,031 м;
- $L_c$  – глубина скважины - 2600 м;
- $L_{\text{НКТ}}$  – глубина спуска НКТ – 1800 м;
- $Q_{\text{ж}}$  – производительность скважины по жидкости - 20 м<sup>3</sup>/сут;
- $\gamma_1$  – плотность сепарированной нефти в нормальных условиях - 867,5 кг/м<sup>3</sup>;
- $\gamma_2$  – плотность газа в нормальных условиях - 1,096 кг/м<sup>3</sup>;
- $\gamma_3$  – плотность пластовой воды в нормальных условиях - 1005 кг/м<sup>3</sup>;
- $G$  - газосодержание пластовой нефти, приведенное к нормальным условиям - 70,3 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;
- $b$  – объемный коэффициент нефти в пластовых условиях - 1,231;
- $n$  - массовая доля воды в добываемой скважинной продукции принята - 0,15;
- $\nu$  - кинематическая вязкость нефти в пластовых условиях -  $2,16 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с;
- $P_0$  – оптимальная дозировка ингибитора принимается 30 г/т.

**Расчет потребности в ингибиторе для технологии периодического ингибирования осложненной солеотложением скважины.**

Определяется вынос воды с забоя скважины.

Число Рейнольдса для нефти:

$$Re = 1,274 \cdot 20 \cdot (1 - 0,132) \cdot 1,231 / (172800 \cdot 0,062 \cdot 2,16 \cdot 10^{-6}) = 1176$$

Так как  $2600 \cdot 0,062^2 / (0,062^2 + 0,031^2) = 2080 > 1800$ , то с забоя осуществляется неполный вынос воды и для защиты от солеотложения может использоваться технология периодического ингибирования.

Плотность газонасыщенной жидкости ( $\gamma$ , кг/м<sup>3</sup>) рассчитывается по формуле:

$$\gamma = [867,5 + 1,096 \cdot 70,3 + 1005 \cdot 0,132 / (1 - 0,132)] / [1,231 + 0,132 / (1 - 0,132)] = 793,48$$

Объем жидкости на забое ( $V_z$ , м<sup>3</sup>) рассчитывается по формуле:

$$V_z = 3,14 \cdot 0,073^2 \cdot (2600 - 1800) = 13,4$$

Рассчитывается количество ингибитора ( $P$ , кг), подаваемого на забой скважины по формуле:

$$P = 2,0 \cdot 30 \cdot 793 \cdot 0,15 \cdot (20 \cdot 30 + 13,4) / 10^6 = 4,4 \text{ кг,}$$

где  $K = 2,0$  – коэффициент увеличения расхода ингибитора. учитывающий неравномерность выноса его с забоя скважины;

$\tau$  – периодичность обработок – 30 сут.

Так как  $P = 4,4$  кг, то при проведении первой обработки рекомендуется закачивать 50 кг ингибитора.

### **Порядок проведения работ**

Приготовить 5 % раствор ингибитора в воде для первой закачки реагента на забой скважины (рис 5.1). Раствор готовится на попутно-добываемой воде или воде близкой к пластовой по минерализации для обеспечения условий перемещения ингибитора вниз по скважине за счет сил гравитации.

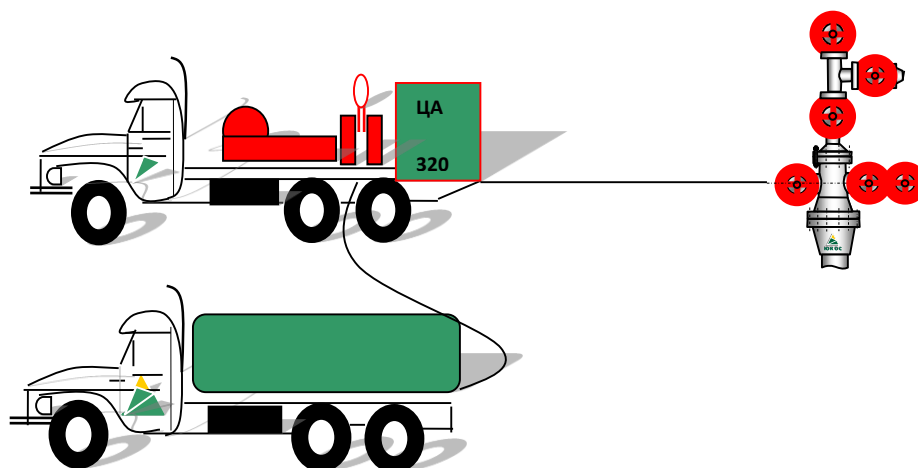


Рисунок 5 – Схема обвязки оборудования при периодическом дозировании ингибитора

Выполнить обвязку оборудования, подсоединив выкидную линию агрегата ЦА-320 к полевой затрубной задвижке скважины (рисунок 5). Всасывающая линия агрегата соединяется с автоцистерной с раствором ингибитора.

Не останавливая работу скважинного насоса, произвести закачку раствора ингибитора в затрубное пространство скважины на малых оборотах, не поднимая давление выше 30-40 атм.

#### **Достоинства технологии**

Защитой обеспечены три зоны солеотложения из четырех - эксплуатационная колонна, насосное оборудование, НКТ и поверхностное оборудование. Отсутствие затрат на дозирующее оборудование, его монтаж и обслуживание.

#### **Недостатки технологии**

Повышенный по сравнению с методом постоянного дозирования расход реагента. Ограниченность успешного использования на эксплуатационных скважинах. Нестабильный расход реагента.

#### **Контроль технологии**

Вынос ингибитора солеотложения контролируется. Согласно договоренности, между Заказчиком и подрядчиком, лабораторный анализ выноса ингибитора включается в список работ. Сервисная организация будет



ежедневно отбирать пробы продукции из защищаемой скважины на протяжении 15-30 дней, чтобы определить содержание ингибитора с помощью прибора для определения коэффициента преломления света в лабораторных условиях, используя методику, указанную в РД 39-0148070-026 ВНИИ-86. Если содержание ингибитора уменьшится, то проводится повторная обработка.

#### **2.3.4 Технология задавливания ингибитора в пласт**

Для предотвращения отложения солей в скважине используется технология, которая заключается во введении ингибитора в призабойную зону пласта, где он адсорбируется на поверхности породы. В процессе фильтрации жидкости через ПЗП ингибитор высвобождается и поступает в скважину, обеспечивая защиту от отложений. Для улучшения эффективности этого метода рекомендуется использовать кислотную обработку скважины, которая помогает удалить уже образовавшиеся отложения и увеличить проницаемость ПЗП, что облегчает доставку ингибитора в пласт (рисунок 6).

#### **Расчет объемов закачки**

Рассчитывается количество ингибитора ( $P$ , кг), задавливаемого в призабойную зону пласта по формуле:

$$P = K \cdot P_0 \cdot Q_B \cdot \tau_1 / 10^3, \quad (2.9)$$

где  $\tau_1$  – предполагаемое время защиты скважины от солеотложения, сут (принимать равным не менее 100 сут).

Требуемое время защиты оборудования от солеотложения уточняется из практики или устанавливается Заказчиком и обычно составляет 180 суток. Если при расчете количество ингибитора  $P$  получается меньше 200 кг, то для закачки необходимо брать 200 кг ингибитора.

Объем продавочной жидкости ( $V$ , м<sup>3</sup>) рассчитывается по формуле:

$$V = m \cdot \pi \cdot r^2 \cdot H_{\pi} + v, \quad (2.10)$$

где  $m$  – коэффициент пористости;

$r$  – предполагаемый радиус проникновения ингибитора в пласт, м (принимается 3-5 м);

$H_{\text{п}}$  – вскрытая мощность пласта, м;

$v$  – объем НКТ, м<sup>3</sup>.

### Пример расчета.

Примем расчетное время защиты равным 100 сут.

$$P = 2,0 \cdot 30 \cdot 20 \cdot 0,132 \cdot 1005 \cdot 100/10^6 = 15,9 \text{ кг}$$

Так как при расчете количество ингибитора  $P = 15,9$  кг получается меньше 200 кг, то для задавки необходимо брать 200 кг ингибитора.

### **Требования к проведению работ**

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

Работы по задавливанию ингибитора выполняются на скважине:

- с наличием зумпфа (открытый интервал перфорации);
- с исправной подвеской НКТ (отбракованная, прошаблонированная), спущенной в район нижних дыр интервала перфорации;
- с исправным состоянием эксплуатационной колонны;
- с исправным состоянием фонтанной арматуры скважины (наличие дублирующей буферной задвижки), работоспособностью центральной, коллекторной и затрубной задвижек.

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

### **Порядок проведения работ**

Приготовить 5 % раствор ингибитора в попутно-добываемой воде или воде близкой к пластовой по минерализации, используя расчетное количество ингибитора.

Приготовить 15 % водный раствор соляной кислоты с расходом 0,3-0,5 м<sup>3</sup> на метр перфорированной мощности пласта с добавкой 1,5 % катионноактивного ПАВ.

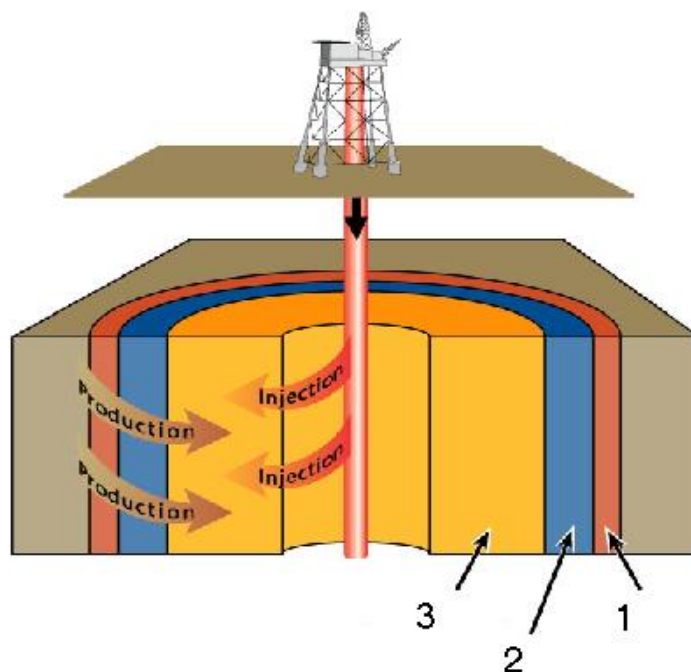


Рисунок 6 – Схема закачки ингибирующего состава

1 – пачка 15% раствора соляной кислоты

2 – пачка 5% раствора ингибитора

3 – продавочная жидкость для оттеснения ингибитора в удаленную зону пласта.

К трубному пространству скважины подключить цементировочный агрегат для закачки раствора.

При открытом затрубном пространстве в НКТ последовательно закачать кислотным агрегатом 15 % раствор соляной кислоты и раствор ингибитора солеотложения.

После закачки жидкости в объеме НКТ закрывается задвижка на затрубье.

Продать раствор ингибитора расчетным объемом 1,5 % водного раствора катионного ПАВ либо нефтью на глинизированных коллекторах, затем технологической жидкостью в объеме колонны НКТ.

Закреть скважину на 12 часов для адсорбции реагента и его распределения в порах пласта.

По окончании процесса адсорбции из скважины извлечь НКТ, спустить насос, освоить скважину.

Повторное задавливание ингибитора в пласт и закачка (подлив) ингибитора на забой скважины осуществляются при снижении содержания ингибитора в попутно-добываемой воде ниже допустимого минимального уровня.

#### **Достоинства технологии**

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

#### **Недостатки технологии**

Необходимость продавливания ингибитора в удаленные зоны пласта водным раствором. Контакт водного раствора с ПЗП может затруднить дальнейший вывод скважины на режим.

Технология не рекомендуется для скважин, работающих в интенсивном режиме, поскольку сокращается продолжительность эффекта. Мощный скважинный насос организует значительный перепад давления в ПЗП и создает высокоскоростные потоки жидкости, из-за чего ускоряется десорбция ингибитора из пластовой породы.

#### **Контроль технологии**

Контролю подвергается вынос ингибитора солеотложения.

#### **2.3.5 Технология дозирования через систему ПЗД**

В течение месяца каждый день или через день в нагнетательную скважину закачивают ингибитор пачками раствора объемом в 6 м<sup>3</sup>. Концентрация ингибитора в добывающей скважине остается постоянной, так как пласт работает как емкость больших размеров. Часть ингибитора адсорбируется на поверхности породы, а часть уносится потоком пластовых флюидов. Объем ингибитора для закачки берется в два - пять раз выше требуемого, чтобы компенсировать потери на адсорбцию и унос в удаленные зоны. Адсорбированный ингибитор постепенно десорбируется с поверхности

породы и поступает в добывающую скважину. Закачиваемая вода достигает добывающей скважины по наиболее проницаемым пропласткам в течение первых 10 дней после закачки. Поступление ингибитора продолжается в течение 4-6 месяцев с момента начала работ.

### **Расчет объемов закачки**

При постоянной обработке нагнетательных скважин ежедневная подача ингибитора (кг/сут) должна составлять:

$$Q_{\text{сут}} = Q_{\text{в}} \cdot P_0 \cdot 100 / ((100 - \Pi) \cdot 1000), \quad (2.11)$$

где  $P_0$  – оптимальная дозировка ингибитора для пластовых вод, г/м<sup>3</sup>;

$\Pi$  – безвозвратные потери ингибитора из-за необратимой адсорбции на породе пласта и в процессе уноса в удаленные зоны пласта, %;

$Q_{\text{в}}$  – приемистость нагнетательной скважины, м<sup>3</sup>/сут.

При периодической обработке расчет объема ингибитора (кг) на один цикл производят по следующей формуле:

$$Q_{\text{сут}} = Q_{\text{в}} \cdot P_0 \cdot 100 \cdot t / ((100 - \Pi) \cdot 1000 \cdot r), \quad (2.12)$$

где  $t$  – время предполагаемой защиты от солеотложения - 180 сут;

$r$  – количество циклов обработки.

Обычно при проведении первых 2-5 циклов закачки рекомендуется вводить в обрабатываемую воду ударное количество ингибитора солеотложения (предпочтительно не менее 100 г/м<sup>3</sup>). Рекомендуется закачивать в нагнетательные скважины 5-10 % раствор ингибитора в попутно-добываемой воде или воде близкой к пластовой по минерализации.

### Пример расчета.

Примем расчетное время защиты от солеотложения равным 180 сут.

Количество циклов обработки – 15 циклов. Число циклов обработки ударной дозой ингибитора – 5 циклов.

Безвозвратные потери ингибитора из-за необратимой адсорбции на породе пласта и в процессе уноса в удаленные зоны пласта примем 60 %.

Оптимальная дозировка ингибитора для пластовых вод - 30 г/м<sup>3</sup>.

Приемистость нагнетательных скважин - 1000 м<sup>3</sup>/сут.

Тогда суммарное количество ингибитора для обработки нагнетательных скважин в режиме ударной дозировки (5 циклов) составит:

$$Q_{\text{сут}} = 1000 \cdot 100 \cdot 100 \cdot 180 \cdot 5 / ((100-60) \cdot 1000 \cdot 15) = 15000 \text{ кг}$$

Количество 10 % раствора ингибитора составит:

$$15 \cdot 100 / 10 = 150 \text{ т.}$$

Количество ингибитора для завершающих 10 циклов обработки составит:

$$Q_{\text{сут}} = 1000 \cdot 30 \cdot 100 \cdot 180 \cdot 10 / ((100-60) \cdot 1000 \cdot 15) = 9000 \text{ кг}$$

Количество 10 % раствора ингибитора для завершающих 10 циклов обработки составит:

$$9 \cdot 100 / 10 = 90 \text{ т.}$$

#### **Достоинства метода**

Защита всех четырех зон солеотложения. Низкие эксплуатационные расходы. Защита целой группы солеотлагающих скважин.

#### **Недостатки метода**

Большой расход ингибитора. Невозможность проведения подготовительных работ сразу на всех скважинах участка, что снижает эффективность ингибирования. Ограниченные условия применения – экономическая целесообразность только в зонах группового размещения солеотлагающих скважин.

### **2.3.6 Применение погружных скважинных контейнеров-дозаторов**

Технология, использующая погружные скважинные контейнеры, установленные ниже центробежного насоса, является перспективной для предотвращения солеотложения в скважинном оборудовании. Контейнер состоит из перфорированного металлического пенала, заполненного твердофазной ингибиторной композицией, и может быть разобран на отдельные секции для удобства транспортировки и загрузки в скважину.

Технические характеристики контейнера:

Наружный диаметр, не более, мм - 117,0

Длина отдельной секции, мм - 2000 ± 500

Количество секций	- 1-10
Длина контейнера из 5 секций в сборе, мм	- 10 000 ± 500
Вес (макс.) порожний, не более, кг	- 200,0

Контейнер крепится к компенсатору УЭЦН шарнирной подвеской. Для крепления контейнера применяется резьбовое соединение по ГОСТ 633 – 80 для труб Ø 60, шаг резьбы - 10 ниток на дюйм. Шарнирная подвеска контейнера допускает угловое отклонение его оси до  $10^0 \pm 2^0$  в любом направлении относительно оси УЭЦН.

Погружной скважинный контейнер предназначен для доставки через перфорации в лифт скважины твердофазных химических реагентов, в частности, ингибиторной композиции для предотвращения солеотложения в скважине и насосном оборудовании.

Дозирование реагента осуществляется путем его постепенного растворения и вымывания добываемой жидкостью. В зависимости от параметров эксплуатации скважины (температура, дебит, обводненность) для обеспечения рабочей дозировки реагента устанавливаются:

1. Определенная площадь перфораций секций контейнера,
2. Оптимальное соотношение ингредиентов композиции,
3. Добавки, увеличивающие термостабильность композиции.

Композиция представляет собой твердый ингибитор солеотложения, суспендированный в термостабильном битуминозном носителе с добавками, улучшающими свойства композиции.

#### **Достоинства технологии.**

Защитой обеспечены три зоны солеотложения – эксплуатационная колонна, насосное оборудование, НКТ и поверхностное оборудование. Отсутствие затрат на дозирующее оборудование, его монтаж и обслуживание.

#### **Недостатки технологии.**

Ограниченный срок работы композиции из-за ее постоянного выноса.

Таким образом, на основании предложенных подходов для осложненных солеотложением объектов Самарского региона можно

осуществить выбор наиболее приемлемой с технологической и экономической точек зрения технологии защиты.

## 2.4 Методы удаления солеотложений

Удаление солей, находящихся в скважинах и на оборудовании нефтяных месторождений, является сложной задачей. Эффективность методов удаления зависит от состава солей и условий каждого месторождения. На данный момент нет универсальных способов, которые бы гарантировали полное удаление любых солевых отложений. Поэтому для каждого случая необходимо выбирать соответствующие методы и реагенты для достижения наибольшей эффективности.



Рисунок 7 - Схема методов удаления солеотложений с поверхности оборудования

Удаление солеотложений из скважин - процесс, требующий значительных затрат времени и средств. Существуют два типа методов удаления отложений: механические и химические. Механические методы включают очистку скважин путем разбуривания солевых пробок или



проработки колонны расширителями, скребками и шаблонированием. Однако эти методы дорогостоящие и могут быть эффективны только в том случае, если фильтрационные каналы не перекрыты солевыми осадками. В настоящее время наиболее распространены химические методы, которые включают обработку скважин реагентами, эффективно растворяющими неорганические соли.

Для повышения эффективности профилактических мероприятий по предотвращению солеотложения необходимо предварительно очистить насосное оборудование, оборудование УПН и резервуарный парк от накопившихся отложений солей (кальцита).

Очистка оборудования должна проводиться по определенной последовательности и с использованием соответствующих технологий.

## **2.5 Основные зоны отложения солей и механизм их удаления**

### **Насосное оборудование**

Для удаления отложений из скважины при работающем насосном оборудовании используется солянокислотный раствор, который подается в затрубное пространство. Однако, для обеспечения безопасности оборудования, необходимо использовать раствор кислоты с низкой концентрацией, не превышающей 5%. Важно учитывать, что использование кислоты может повредить электрический кабель, который имеет броню из оцинкованного железа, взаимодействующего с кислотой. Поэтому необходимо использовать ингибитор коррозии кислоты. Уменьшение концентрации кислоты может снизить скорость реакции раствора с отложениями, поэтому может потребоваться больший объем кислотного раствора для продолжительности работы оборудования в кислотной среде.

Для удаления солеотложений в насосном оборудовании необходимо промыть ствол скважины раствором ПАВ, который помогает удалить кислотный состав и предотвратить отложение солей в ближайшее время после обработки. Для более длительного эффекта ингибирования солеотложений, в состав промывочной жидкости можно добавить ингибитор. Чтобы определить

необходимость проведения работ, цех добычи подает заявку на скважины с существенным снижением производительности, но с чистой призабойной зоной по результатам анализа динамического уровня. Увеличение силы тока на амперметре станции управления может свидетельствовать о появлении отложений на насосе.

### **Порядок проведения работ**

Количество секций работающего насоса не влияет на выбор объема кислоты, так как кислотный раствор быстро проникает по телу насоса при обработке оборудования, и кислота не успевает полностью отработать в первой секции. Не отработавшая кислота переходит в следующую секцию, где взаимодействует с отложениями.

### **Технология проведения работ:**

- расставить технику в соответствии с правилами расстановки,
- при работающем насосе, подбить кислотный агрегат к затрубному пространству обрабатываемой скважины,
- закачать в скважину расчетный объем кислоты,
- продавить кислоту к приему насоса продавочной жидкостью.

### **Ствол скважины**

#### **Механизм удаления**

Если в начале добычи возникли затруднения при подъеме насоса, это может указывать на наличие солеотложений в колонне ниже приема насоса. Для удаления отложений используется технология солянокислотной ванны, где объем кислоты принимается равным внутреннему объему колонны от приема насоса до нижних отверстий перфорации. Ниже интервала перфорации в зумпфовой части скважины ставится буфер из тяжелого раствора, объем которого равен внутреннему объему колонны в интервале от нижних отверстий перфорации до забоя. Этот метод позволяет сократить объем кислоты. Концентрация кислотного раствора составляет 15% и к нему добавляют ингибитор коррозии и стабилизатор. Нельзя добавлять глинокислоту в солянокислотный раствор при наличии карбонатных

отложений. Время реакции должно быть не менее 10 часов, а после удаления отложений обязательно проводится промывка ствола скважины от продуктов реакции.

### **Технология проведения работ**

- Выполнить спуск НКТ до текущего забоя. Приподнять на 2 метра.
- Закачать при открытой затрубной задвижке расчетный объем бланкета из тяжелого раствора в трубное пространство, продавить технологической жидкостью в объеме, равном внутреннему объему НКТ.
- Приподнять НКТ до уровня нижних отверстий перфорации.
- Закачать при открытой затрубной задвижке в трубки расчетный объем кислотной ванны.
- Вытеснить кислоту из трубок технологической жидкостью в объеме внутреннего пространства НКТ.
- Приподнять НКТ на 20 метров выше реакционной зоны.
- Оставить скважину на реакцию на 10 часов.
- Опустить НКТ до забоя.
- Вымыть продукты реакции обратной промывкой в объеме 20 м<sup>3</sup>.

### **Призабойная зона пласта**

#### **Механизм удаления**

Для эффективного удаления солеотложений в добывающей скважине ПЗП необходимо провести предварительную солянокислотную ванну, чтобы удалить отложения из эксплуатационной колонны. Это важный этап, так как без него солянокислотный раствор не сможет эффективно реагировать с отложениями в стволе скважины и удалить их.

#### **Расчет объема кислотного раствора**

Количество кислотного раствора, необходимого для удаления отложений, зависит от глубины отложений, которая, как правило, неизвестна. Однако на практике были достигнуты хорошие результаты при использовании расхода кислоты в размере 0,5 м<sup>3</sup> на один погонный метр перфорации. Концентрация кислоты должна составлять 15%.

## **Композиция кислотного раствора**

Добавление плавиковой кислоты к кислотному раствору категорически запрещено. В качестве компонентов кислотной композиции используются ингибитор коррозии и ПАВ-интенсификатор. Продукты, полученные в результате кислотной обработки, растворимы в воде и не требуют немедленного удаления. Рекомендуется добавлять 1-2% ингибитора солейотложений ОЭДФК, НТФ и других в кислотный состав, чтобы избежать отложений после запуска скважины в работу в течение 1-2 недель.

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

### **Порядок проведения работ**

- Спустить НКТ до уровня нижних отверстий перфорации.
- Закачать при открытой затрубной задвижке в трубное пространство скважины расчетный объем кислоты.
- Закрыть затрубную задвижку.
- Продавить кислоту в ПЗП, вытесняя ее технологической жидкостью в объеме, превышающем внутренний объем НКТ на 3-4 м<sup>3</sup>.
- Оставить скважину на реакцию на 1-2 часа.
- Приступить к извлечению продуктов реакции.

### **Наземное оборудование**

#### **Общие сведения**

Основными местами, где могут образовываться отложения солей в наземном оборудовании системы сбора нефти, являются сборный коллектор добывающей скважины до замерной установки, автоматическая групповая замерная установка АГЗУ, печи ППН и отстойники УПН.

В нефтесборном коллекторе могут откладываться соли, выпавшие из добываемого флюида в результате изменения термобарических условий движения жидкости.

В АГЗУ дополнительной причиной образования отложений может являться смешение вод различного химического состава, поступивших из разных скважин.

В печах установки ППН происходит усиление образования солеотложений из-за уменьшения содержания растворенного диоксида углерода в водной фазе, вызванного падением давления и увеличением разгазирования при движении продукции по нефтепроводным коммуникациям, а также нагревом продукции скважин для ускорения деэмульсификации.

В отстойниках УПН главной причиной образования солеотложений является дальнейшее разгазирование подготавливаемой продукции и снижение содержания растворенного диоксида углерода в водной среде.

Для очистки нефтесборного коллектора и АГЗУ используется метод закачки кислотного состава в направлении от скважины, образующей отложения, к замерной установке с небольшой скоростью при остановленной скважине.

#### **Расчет объема кислотного раствора**

Для обработки используется раствор кислоты, концентрация которого составляет 5-10%. Чтобы снизить его коррозионную агрессивность, кислотный раствор дополнительно ингибируется с помощью катионноактивного ПАВ в концентрации 0,5% или водорастворимого ингибитора коррозии. Для обработки требуется 2-3 м<sup>3</sup> кислотного раствора.

После закачки кислоты труба с закачанным раствором выдерживается в течение 30 минут. Затем нефтесборный коллектор промывается раствором неионогенного ПАВ с концентрацией 1% для отмыва поверхности трубы от отложений и создания пленки, которая предотвратит отложение солей на поверхности обработанного трубопровода в течение некоторого времени.

#### **Порядок проведения работ при промывке трубопроводов до АГЗУ**

- Произвести монтаж нагнетательной, циркуляционной и приемных линий.
- Опрессовать нагнетательную линию на 1,5-кратное ожидаемое рабочее давление в присутствии представителя Заказчика. Составить акт опрессовки.

- При опрессовке должна быть установлена опасная зона (радиусом не менее 10 м) и обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны. Ликвидация пропусков под давлением запрещается.

- Открыть технологическую задвижку.

- Закачка раствора ингибированной соляной кислоты производится на минимальной скорости подачи насосного агрегата в объеме необходимом для растворения солей.

- Закачка раствора кислоты производится по циркуляции: агрегат - АГЗУ - блок долива – агрегат.

- Циркуляцию производить, контролируя степень растворения солей по динамике изменения кислотности раствора. При необходимости раствор заменяют.

- Для эффективного удаления остатков коррозионно-опасного кислотного состава с поверхности металла систему трубопроводов АГЗУ промыть концентрированным раствором ПАВ.

- После промывки коллектора и остановки насосного агрегата перекрыть технологическую задвижку, стравить давление в нагнетательной линии до атмосферного и приступить к демонтажу нагнетательной, циркуляционной и приемных линий.

- Эффективность обработки трубопроводов АГЗУ определяется по снижению рабочего давления и росту пропускной способности.

### **Порядок проведения промывки печей установок ППН**

Перед обработкой печь должна быть выключена из технологического процесса.

- Произвести монтаж нагнетательной, циркуляционной и приемных линий.

- Опрессовать нагнетательную линию на 1,5-кратное ожидаемое рабочее давление в присутствии представителя Заказчика. Составить акт опрессовки.

- При опрессовке должна быть установлена опасная зона (радиусом не менее 10 м) и обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны. Ликвидация пропусков под давлением запрещается.
- Открыть технологическую задвижку.
- Закачка раствора ингибированной соляной кислоты производится на минимальной скорости подачи насосного агрегата в объеме необходимом для растворения солей.
- Закачка раствора кислоты производится по циркуляции: агрегат – печь ПТ - блок долива – агрегат.
- Циркуляцию производить, контролируя степень растворения солей по динамике изменения кислотности состава. При необходимости раствор заменяют.
- Промыть систему концентрированным раствором ПАВ.
- После промывки печи и остановки насосного агрегата перекрыть технологическую задвижку, стравить давление в нагнетательной линии до атмосферного и приступить к демонтажу нагнетательной, циркуляционной и приемных линий.

### **Расчет объема раствора соляной кислоты для удаления отложения кальцита из аппаратов отстойного типа**

Для определения объемов солянокислотной обработки для удаления карбонатных отложений необходимо предварительно оценить их объем.

Так как отложения кальцита связаны с уменьшением содержания солеобразующего катиона кальция в водной среде, то поступают следующим образом:

1. Определяют содержание катиона кальция в водной среде на входе  $\text{Ca}^{2+}_{\text{вх}}$  и выходе из аппарата  $\text{Ca}^{2+}_{\text{вых}}$  (г/м<sup>3</sup>)
2. Рассчитывают объем прокачанной через аппарат воды после проведения предыдущей очистки (V), м<sup>3</sup>
3. Масса отложения кальцита в аппарате составит  $G_{\text{CaCO}_3}$  (кг):

$$G_{\text{CaCO}_3} = (\text{Ca}^{2+}_{\text{вх}} - \text{Ca}^{2+}_{\text{вых}}) \cdot 100 \cdot V / (40 \cdot 10^3), \text{ кг} \quad (2.13)$$

Для проведения обработки возможно применение 5 - 10 % растворов соляной кислоты с добавками поверхностно-активных веществ (0,5 %) и водорастворимого ингибитора коррозии (0,5 %). ПАВ способствуют гидрофилизации отложений гидрофобизированных нефтяной пленкой. Ингибитор коррозии снижает коррозионную активность раствора соляной кислоты в отношении металлической поверхности аппарата. Необходим 3-5 кратный избыток соляной кислоты по отношению к сформировавшимся отложениям кальцита для увеличения скорости взаимодействия и эффективного растворения кальцита.

Для проведения обработки возможно применение 5 - 10 % растворов соляной кислоты с добавками поверхностно-активных веществ (0,5 %) и водорастворимого ингибитора коррозии (0,5 %). Поверхностно-активные вещества способствуют гидрофилизации отложений гидрофобизированных нефтяной пленкой. Ингибитор коррозии снижает коррозионную активность раствора соляной кислоты в отношении металлической поверхности аппарата. Для более эффективного растворения отложений кальцита необходимо использовать 3-5 раз больше соляной кислоты, чем отложений кальцита.

Для удаления 1 кг отложений  $\text{CaCO}_3$  требуется от 26 до 44 литров 8% раствора соляной кислоты или от 43 до 71 литров 5% раствора. Время выдержки раствора в аппарате с отложениями должно составлять не менее 1,5-2 часов для 5% раствора и 1-1,5 часов для 8% раствора. Если имеется большой объем отложений, их можно обработать повторно. После обработки аппарат промывается водой и запускается в работу. Чтобы предотвратить дальнейшие отложения, после солянокислотной обработки проводится их ингибирование.



### **3. ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ УДАЛЕНИЯ И ИНГИБИРОВАНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ КАЛЬЦИТА**

#### **3.1 Анализ физико-химических свойств скважинной продукции**

Главным источником отложения солей в скважинах, трубопроводах и оборудовании подготовки нефти является вода, добываемая вместе с нефтью. В таблице 2 представлен средний ионный состав пластовых вод «У» месторождения.

Представленные данные свидетельствуют о хлор-кальциевом типе пластовых вод, который характеризуется относительно высоким содержанием растворенного гидрокарбонат-иона. Количество этого иона в пластовых водах изменяется в диапазоне от 945,3 до 1140,5 мг/л, а значение рН вод составило 7,25. Анализ величин индексов насыщения  $jS$  и стабильности  $jSt$  показывает, что пластовая вода «У» месторождения содержит избыток солеобразующих ионов и способна образовывать осадок карбоната кальция.

В таблице 3 представлены результаты исследования ионного состава попутно-добываемых вод. Из анализа проб попутно-добываемой воды из осложненных скважин «У» месторождения было выявлено, что эти воды относятся к хлоркальциевому типу. Отличительной особенностью этих проб вод от пластовых вод основных месторождений Западной Сибири является высокое содержание в них ионов  $Ba^{2+}$  и  $Sr^{2+}$ , которые варьируются в диапазоне от 248 до 1003 мг/л и от 59 до 243 мг/л, соответственно.

Следует отметить, что в сравнении с ионным составом пластовых вод, указанным в таблице 2, наблюдается уменьшение содержания в попутно-добываемой воде ионов натрия, кальция, магния, хлора и гидрокарбоната. Это связано с уменьшением общей минерализации воды в скважинах из-за смешивания сеноманской воды с подтоварной водой, используемых при заводнении месторождений.

Данные о дебите и обводненности скважин, с которых были взяты пробы попутно-добываемой воды, представлены в таблице 4.

Таблица 2 – Ионный состав, тип, индекс насыщения и стабильности пластовых вод

Содержание ионов, мг/л · (мг-экв/л) <sup>-1</sup>						Минерализация, г/л	pH	Тип воды по Сулину	jS	jSt
Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Cl <sup>-</sup>					
<b>«У» месторождение (Пласт Ю<sub>1</sub>)</b>										
12124	194,6	607,2	37,0	1030,9	19692	33,7	7,25	Хлоркальциевый	2,34 Выделяет осадок	2,57 Перенасыщена
527,1	16,0	30,3	0,77	16,9	555,5					

Таблица 3 – Ионный состав попутно-добываемой воды

Месторождение, УПСВ	№ скважины/куст	№ пробы	Содержание ионов, мг/л										pH
			Na <sup>+</sup>	K <sup>+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Ba <sup>2+</sup>	Sr <sup>2+</sup>	Fe <sub>общ.</sub>	Cl <sup>-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	CO <sub>2</sub>	
«У»	13/1	7	7730	180	479	87	641	130	0,43	13413	561	11	7,16
	20/1	20	5222	127	459	95	288	95	0,76				
	22/1	17	5755	103	412	90	248	72	7,4	10057	293	12	7,45
	25р/1	24	7065	156	584	115	653	114	1,6	12622	549	10	7,49
	Среднее на кусту		6443	142	484	97	458	103	3	12031	468	11	
	18/2	34	5895	124	464	68	362	90	0,68	10318	427	< 10	7,34
	39/2	31	7318	148	537	89	527	118	0,4	12807	512	11	7,21
	56/2	44	7053	130	335	79	617	95	0,14	11982	549	14	6,94
	71/2	36	9390	179	470	68	908	177	50,5	15899	1100	20	6,88
	Среднее на кусту		7414	145	452	76	604	120	13	12751	647	11	
	Среднее по м/р		<b>7734</b>	<b>161</b>	<b>528</b>	<b>98</b>	<b>588</b>	<b>124</b>	<b>8</b>	<b>14161</b>	<b>637</b>		

Таблица 4 – Дебит, обводненность и ионный состав скважинной продукции на осложненных скважинах

Месторождение, УПСВ	№ скважины, куст	Дебит, м <sup>3</sup> /сут	Обводнен., %	Содержание ионов, мг/л									
				Na <sup>+</sup>	K <sup>+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Ba <sup>2+</sup>	Sr <sup>2+</sup>	Fe <sub>общ.</sub>	Cl <sup>-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	CO <sub>2</sub>
«У»	13/1	1385	77	7730	180	479	87	641	130	0,43	13413	561	11
	20/1	804	62	5222	127	459	95	288	95	0,76			
	22/1	1509	79	5755	103	412	90	248	72	7,4	10057	293	12
	25р/1	332	26	7065	156	584	115	653	114	1,6	12622	549	10
	18/2	895	65	5895	124	464	68	362	90	0,68	10318	427	< 10
	39/2	1311	50	7318	148	537	89	527	118	0,4	12807	512	11
	56/2	215	99	7053	130	335	79	617	95	0,14	11982	549	14
	71/2	60	75	9390	179	470	68	908	177	50,5	15899	1100	20

Увеличение уровня ионов кальция и гидрокарбоната в пластовой воде может привести к усилению отложения кальцита, поэтому при увеличении доли воды в скважинной продукции до 70% можно ожидать снижения содержания кальцита в водной фазе.

Необходимо учитывать, что процесс отложения солей зависит не только от содержания кальцита в водной фазе, но также напрямую связан с объемом добываемой воды. Поэтому отложение солей происходит в течение всего периода эксплуатации скважин, когда вода насыщается солеобразующими ионами.

В скважинах с низким уровнем воды ожидается, что содержание кальцита в водной фазе будет выше, хотя общее количество кальцита будет невысоким. В средних скважинах обычно наблюдается наибольшее количество кальцита, производимого из скважины. В высокообводненных скважинах, несмотря на снижение концентрации кальцита в водной фазе, вследствие большого объема добываемой воды общее количество выпавшего кальцита остается достаточно высоким.

### **3.2 Исследование реагентов для удаления и ингибирования выпадения кальцита**

Для определения эффективности ингибиторов солеотложения использовалась методика, основанная на ингибировании отложения карбоната кальция на моделях пластовой воды, в соответствии с РД 39-0148070-026ВНИИ-86 "Технология оптимального применения ингибиторов солеотложения" [10].

В ходе эксперимента к модели воды добавлялся ингибитор в количестве от 10 до 100 мг/л. Образцы с ингибитором и без него (контрольные образцы) термостатировались при 90 °С в течение 5 часов. После охлаждения образцов выпавший осадок отфильтровывался, а остаточное содержание катионов кальция в растворе определялось трилометрическим титрованием.

Эффективность ингибирования ( $\mathcal{E}$ , %) рассчитывалась по формуле:

$$\mathcal{E} = (C_p - C_x) \cdot 100 / (C_0 - C_x), \% \quad (3.1)$$

где  $C_x$ - содержание катионов кальция в "холостой" пробе, мг/л;

$C_p$  - содержание катионов кальция в пробе с ингибитором после термостатирования, мг/л;

$C_0$  - содержание катионов кальция в исходном растворе, мг/л.

Результаты проведенных экспериментов по тестированию реагентов на эффективность предотвращения выпадения карбоната кальция в растворах представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Эффективность ингибиторов солеотложения

Содержание Ионов, мг/л	Ингибитор	Защита в % при дозировке, мг/л					
		5	10	20	50	100	
Ca <sup>2+</sup> - 200; НСО <sub>3</sub> <sup>-</sup> - 1201; Вода содержит Избыток НСО <sub>3</sub> <sup>-</sup> - 591 мг/л	ПАФ-13А		26	43	50	53	
	СНПХ-5301		62	82	92	90	
	СНПХ-5311		37	54	70	72	
	СНПХ-5312		54	78	86	87	
	СНПХ-5313		58	82	70	65	
	Нарлекс Д 54		96	97	70		
	Серво-367		67	83	100	100	
	ОЭДФК	100	91	75			
	СНПХ-5314			100	100	100	
	СНПХ-5312 Т (новый)			100	90	80	
	ХПС-001			84	91	75	
	ХПС-002			86	80	100	
	ХПС-005			95	100	90	
	Синол ИС-001			58	72	95	100
	Акватек 511А			60	80	90	73
Акватек 511 М			65	75	80	50	
Ca <sup>2+</sup> - 1201; НСО <sub>3</sub> <sup>-</sup> - 199; Вода содержит Избыток Ca <sup>2+</sup> - 1136 мг/л	СНПХ-5301		82	93	100	96	
	СНПХ-5311		96	98	100	97	
	СНПХ-5312		95	100	100	100	
	СНПХ-5313		87	95	96	91	
	Нарлекс Д 54		100	96	80		
	Серво-367		87	89	100	100	
	ОЭДФК	98	95	81			
	СНПХ-5314			79	70	68	
	СНПХ-5312 Т (новый)			75	75	75	
	ХПС-001			30	50	61	
	ХПС-002			75	30	30	
	ХПС-005			35	50	50	
	ХПС-007			79	70	70	
	Синол ИС-001			51	65	64	64
	Акватек 511А			80	94	83	59
	Акватек 511 М			67	55	75	64
	Инсан			75	88	90	63

Следует отметить, что приведенные в таблице 5 результаты испытания позволяют лишь провести первичный выбор номенклатуры эффективных ингибиторов солеотложения. Для установления эффективных дозировок выбранных реагентов необходимы испытания на моделях вод конкретных месторождений.

Достаточно высокой эффективностью ингибирования кальцитообразования отличаются ингибиторы жидкой товарной формы – ПАФ 13А, Инсан, СНПХ 5311 в дозировке 50 г/м<sup>3</sup>, Серво 367 в дозировке 100 г/м<sup>3</sup>, ингибиторы ОЭДФК, НТФ (твердая товарная форма) в дозировке 5-10 г/м<sup>3</sup>.

При применении ингибиторов солеотложения по технологиям периодического либо постоянного дозирования следует учитывать их, как правило, относительно высокую коррозионную агрессивность из-за повышенной кислотности товарных форм ингибиторов.

Испытание коррозионной активности реагентов проводили гравиметрическим методом согласно ГОСТ 3.506-87 с использованием металлических пластинок размером 50\*10\*0,5 мм путем выдержки в агрессивной среде в течение 6 часов при температуре 20 °С. Результаты испытаний представлены в таблица 6.

Таблица 6 – Коррозионная агрессивность ингибиторов солеотложения и их растворов

Ингибитор солеотложения	Добавляемый ИК	Концентрация ИК, мг/л	Скорость коррозии, г/м <sup>2</sup> час	Контроль, г/м <sup>2</sup> час	Степень защиты, %
СНПХ 5311 (товарная форма)		100	0,80		
СНПХ 5312 (товарная форма)		100	0,86		
Инсан (товарная форма)		100	0,59		
ПАФ 13 А (товарная форма)		100	1,50		
СНПХ 5311 (50 % водный раствор)		50	0,87		
СНПХ 5312 (50 % водный раствор)		50	1,33		
Инсан (50 % водный раствор)		50	0,54		
ПАФ 13 А (50 % водный раствор)		50	1,56		

СНПХ 5312	СНПХ 1004Р	50	0,26	0,86	70
СНПХ 5312	СНПХ 1004Р	100	0,2	0,86	77
СНПХ 5312	СНПХ 1004Р	200	0,2	0,86	77
СНПХ 5311	СНПХ 1004Р	50	0,61	0,8	24
СНПХ 5311	СНПХ 1004Р	100	0,53	0,8	34
СНПХ 5311	СНПХ 1004Р	200	0,13	0,8	84
Инсан	СНПХ 1004Р	50	0,50	0,59	15
Инсан	СНПХ 1004Р	100	0,43	0,59	27

В таблице 6 представлены также результаты испытания коррозионной агрессивности 50 % водных растворов ингибиторов солеотложения и изменения скорости коррозии растворов при добавлении водорастворимого ингибитора коррозии (ИК) СНПХ-1004р.

В результате проведенных испытаний установлено, что:

- разбавление товарных форм исследованных реагентов водой, как правило, усиливает их коррозионную агрессивность;
- введение ингибиторов коррозии способно снизить коррозионную агрессивность товарных форм ингибитора солеотложения.

Например, добавление в товарную форму ингибиторов солеотложения СНПХ 5312 и СНПХ 5311 ингибитора коррозии СНПХ-1004Р в дозировке 100 и 200 г/м<sup>3</sup> снижает их скорость коррозии в отношении металла в 4,3 и 6,2 раза, соответственно.

В этой связи при применении ингибитора солеотложения, например, СНПХ 5311 по технологии постоянного дозирования в затрубное пространство скважины при помощи УДЭ либо по технологии постоянного дозирования в промысловую скважинную продукцию через БРХ рекомендуется добавлять к нему (в жидкую товарную форму) водорастворимый ингибитор коррозии, например, СНПХ 1004Р в дозировке 200 г/м<sup>3</sup>.

Окончательный выбор композиции для удаления выпавших карбонатных осадков следует производить сравнением соотношений «цена – эффективность действия» реагента.

### 3.3 Расчет закачки ингибитора через систему ППД в зависимости от приемистости скважин

Промышленная продуктивность «У» месторождения связана с двумя песчаными пластами васюганской свиты – Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>. Общая толщина пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> составляет 2,7 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 2,6 м. Средняя проницаемость пласта в соответствие с данными лабораторных, геофизических и гидродинамических исследований составляет 0,0144; 0,0059 и 0,0245 мкм<sup>2</sup>, соответственно. Общая толщина пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> составляет 11,0 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 8,2 м. Средняя проницаемость пласта в соответствие с данными лабораторных, геофизических и гидродинамических исследований составляет 0,0113; 0,0180 и 0,0283 мкм<sup>2</sup>, соответственно.

На январь 2005 г. на «У» месторождении работают 16 нагнетательные скважины с суммарной приемистостью 21450 м<sup>3</sup>/сут (таблица 7).

Основными условиями для реализации технологии закачки ингибитора совместно с нагнетаемыми в пласт водами являются:

- наличие гидродинамической связи нагнетательных скважин, в которые производится закачка, с солеотлагающими добывающими скважинами,
- отсутствие смешения нагнетаемой в пласт воды с законтурной, ибо данное явление сопряжено со значительными объемами непроизводительно расходуемого ингибитора солеотложения для насыщения законтурной воды,
- обеспечение закачки ингибитора солеотложения в объеме достаточном для его выноса с попутно-добываемыми водами в необходимом пределе изменения его эффективных дозировок,
- наличие трещиноватости в пластовой породе для обеспечения достаточно быстрого поступления ингибитора солеотложения в защищаемые добывающие скважины.

При периодической обработке расчет объема ингибитора (кг) на один цикл производят по следующей формуле:

$$Q_{\text{сут}} = Q_{\text{в}} \cdot P_0 \cdot 100 \cdot t / ((100 - \Pi) \cdot 1000 \cdot r), \quad (3.2)$$

где  $t$  – время предполагаемой защиты от солеотложения - 180 сут;

$r$  – количество циклов обработки;

$P_0$  – оптимальная дозировка ингибитора ОЭДФК для пластовых вод «У» месторождения - 5 г/м<sup>3</sup>;

$\Pi$  – безвозвратные потери ингибитора из-за необратимой адсорбции на породе пласта (приняты 30 %) и в процессе уноса в удаленные зоны пласта (приняты 40 %), %,

$Q_{\text{в}}$ - приемистость нагнетательной скважины, м<sup>3</sup>/сут.

Рекомендуется закачивать в нагнетательные скважины 5-10 % раствор ингибитора в попутно-добываемой воде или воде близкой к пластовой по минерализации.



Таблица 7 – Режим работы нагнетательных скважин «У» месторождения

Цех	Месторождение	№ БКНС	№ Скважины	Куст	Пласт	Эффект мощность пласта	Перф. мощность	ФАКТИЧЕСКИЙ РЕЖИМ			
								Давл. на КНС	Давл. на устье	Расход	Диаметр штуцера
ЦДНГ-10	533	37	8	2	Ю1/3	18,3	17,8	182	130	1500	0
ЦДНГ-10	533	38	16	2	Ю1/3	17,3	7	182	125	2800	0
ЦДНГ-10	533	37	30	1	Ю1/3	14,8	10	187	155	2900	0
ЦДНГ-10	533	37	32	1	Ю1/3	21,1	8	187	140	2900	0
ЦДНГ-10	533	38	46	2	Ю1/3	17,7	10	182	130	3300	0
ЦДНГ-10	533	37	60	6	Ю1/3	16,9	10,5	187	170	140	0
ЦДНГ-10	533	38	62	2	Ю1/3	9,6	10	182	125	60	0
ЦДНГ-10	533	37	66	3	Ю1/3	15	11,8	187	190	120	0
ЦДНГ-10	533	37	79	3	Ю1/3	9,4	9	187	190	120	0
ЦДНГ-10	533	37	83	3	Ю1/3	12,8	10	187	190	70	0
ЦДНГ-10	533	37	97	3	Ю1/3	13,7	7	187	190	60	0
ЦДНГ-10	533	37	300	1	Ю1/3	17,4	8	187	150	3100	0
ЦДНГ-10	533	37	303	1	Ю1/3	9,8	10	187	155	2450	0
ЦДНГ-10	533	37	305	1	Ю1/3	20,8	7,8	187	150	1800	0
ЦДНГ-10	533	37	311	6	Ю1/3	12,8	10	187	167	70	0
ЦДНГ-10	533	37	315	6	Ю1/3	14,4	35,2	187	168	60	0
ИТОГО:										21450	

В пласты «У» месторождения ингибитор рекомендуется закачивать дискретно в течение 30 суток 1 раз в 2 суток, т.е. 15 циклов, в виде 5-10 % раствора ингибитора в оптимальной дозировке 5 г/м<sup>3</sup>.

Тогда суммарное количество ингибитора для обработки всех действующих нагнетательных скважин «У» месторождения в режиме оптимальной дозировки на одну 15 цикловую обработку составит 64,35 т. В год из расчета проведения двух обработок необходимо 128,7 т ингибитора ОЭДФК, соответственно.

Расчет расхода ингибитора представлен в таблица 8.

Таблица 8 – Расчет расхода ингибитора ОЭДФК для обработки нагнетательных скважин «У» месторождения

Нагнетательная скважина	Приемистость, м <sup>3</sup> /сут	Потери на отсутствие гидродинамической связи, %	Доля потерь в пласте на необратимую адсорбцию, %	Расход ингибитора для одного цикла, кг	Расход ингибитора для 15 циклов, т	Общий расход ингибитора на две обработки в год, т
8	1500	40	30	300	4,5	9
16	2800	40	30	560	8,4	16,8
30	2900	40	30	580	8,7	17,4
32	2900	40	30	580	8,7	17,4
46	3300	40	30	660	9,9	19,8
60	140	40	30	28	0,42	0,84
62	60	40	30	12	0,18	0,36
66	120	40	30	24	0,36	0,72
79	120	40	30	24	0,36	0,72
83	70	40	30	14	0,21	0,42
97	60	40	30	12	0,18	0,36
300	3100	40	30	620	9,3	18,6
303	2450	40	30	490	7,35	14,7
305	1800	40	30	360	5,4	10,8
311	70	40	30	14	0,21	0,42
315	60	40	30	12	0,18	0,36
<b>ИТОГО:</b>	<b>21450</b>			<b>4290</b>	<b>64,35</b>	<b>128,7</b>

### **3.4 Тактика выбора технологии ингибирования**

В условиях ограниченного финансирования и невозможности мгновенной закупки сотен дозирующих устройств последовательность выбора технологии защиты от солеотложения выглядит следующим образом.

Скважины, осложненные отложением солей, отмечаются на карте разработки месторождения. Такая карта называется “проблемной картой”.

На карте отмечают контуром зоны скопления проблемных солеотлагающих скважин, находящихся на участках влияния ограниченного количества нагнетательных скважин. Существует экономическая целесообразность защиты таких скважин путем закачки ингибитора солеотложения через систему ППД. Впрочем, по отношению к указанным скважинам применимы и методы индивидуального дозирования. Для детального определения нагнетательной скважины, подлежащей обработке ингибитором, следует провести изучение взаимного влияния нагнетательных и добывающих скважин на участке либо выполнить индикаторные исследования направления и скорости движения жидкости в пласте.

Остальные одиночно расположенные скважины месторождения рекомендуется защищать в соответствии с их производительностью. В первую очередь, индивидуальными дозирующими установками обеспечивают наиболее высокопроизводительные скважины.

Высокообводненные скважины средней производительности и среднеобводненные скважины малой производительности с успехом могут защищаться по технологии периодического дозирования в затрубное пространство (рисунок 8) или путем установки скважинных контейнеров-дозаторов.

По мере закупки и монтажа дозирующих устройств, рекомендуется, в первую очередь, заменить методы периодического дозирования на малодобитных скважинах, как наиболее затратные, на методы индивидуального дозирования.

Необходимо помнить, что методы дозирования ингибитора через систему ППД и задавка ингибитора в пласт позволяют защищать все четыре

зоны солеотложения. Методы индивидуального дозирования – только две. Поэтому при прочих равных экономических условиях предпочтение следует отдавать методам задавки в пласт и дозирования через систему ППД.

Ингибитор желательно вводить до зоны начала солеобразования, ибо только это может предотвратить рост кристаллов. Предпочтительно дозирование ингибитора в высокодебитные скважины и скважины с низкой наработкой на отказ насосного оборудования.

Процесс солеобразования протекает с определенным индукционным периодом. В высокодебитных скважинах быстрое движение добываемых флюидов смещает зону солеобразования к устью скважины. В этом случае дозирование ингибитора на прием насоса при помощи УДЭ позволит предотвратить солеотложение в лифте скважины и трубопроводах системы нефтесбора.

Для предотвращения солеотложения на УПН необходимо обеспечение необходимой концентрации ингибитора на входе в УПН. Для этого может потребоваться установка нескольких УДЭ на высокодебитных скважинах.

Применение БРХ, устанавливаемых на кустах скважин, для предотвращения солеотложения в трубопроводах и УПН может рассматриваться как промежуточный вариант. Эффективность данного способа защиты от солеотложения ниже, ибо ингибитор вводится в водную среду с уже сформировавшимися отложениями и только предотвращает их дальнейший рост.

В любом случае при использовании на скважинах технологий защиты от солеотложения, в ходе выполнения ремонтных работ на участках, где отмечены солеотложения, в жидкость глушения должен добавляться ингибитор солеотложения.

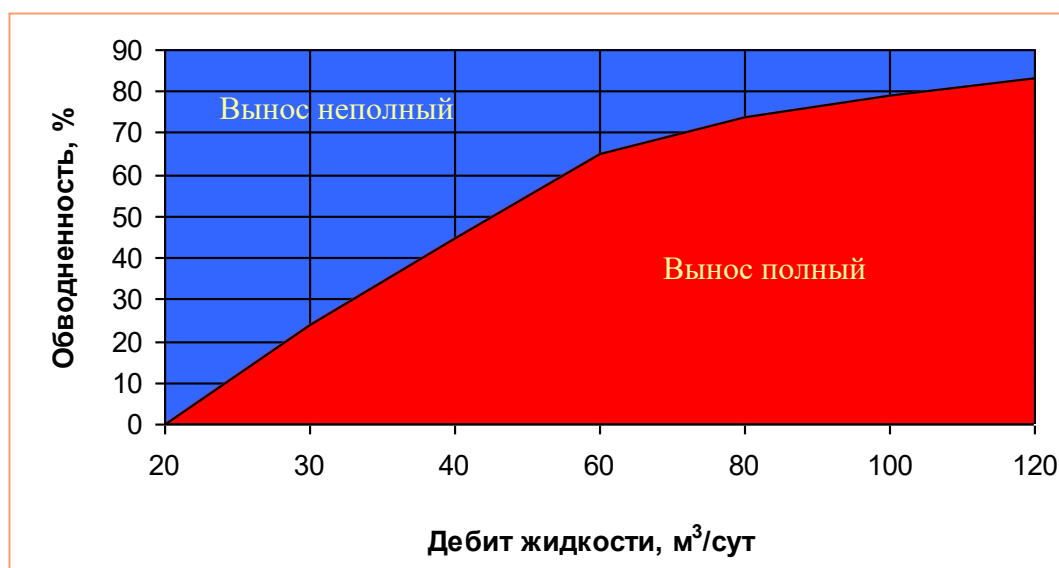


Рисунок 8 – Условия реализации метода периодического дозирования

В таблице 9 приведены рекомендуемые условия применения различных методов ингибирования скважинной продукции от солеотложения.

### Подготовительные работы

Вне зависимости от выбранной технологии ингибирования для повышения её эффективности следует провести подготовительные работы на защищаемой скважине.

Провести глушение скважины с добавлением ингибитора солеотложения с расходом 20-100 г/м³ жидкости глушения.

Провести очистку НКТ и ствола скважины в интервале перфорации ниже башмака НКТ установкой соляно-кислотной ванны с последующей обратной промывкой.

При невозможности проведения очистных работ НКТ заменить.

Восстановить коэффициент продуктивности скважины проведением соляно-кислотной обработки (СКО) с последующей глинокислотной обработкой в соответствии с регламентами на соответствующие виды работ.

Для скважин, осложненных отложением парафина, перед проведением СКО возможна очистка ПЗП нефтяным растворителем. В случае низкой приемистости скважины обработка растворителем производится между циклами СКО.

Для средне- и высокообводненных скважин, дренирующих пропластки с различной проницаемостью, в случае, если проницаемость различается более чем в два раза, целесообразно проведение СКО с отклонением. В качестве отклонителя может использоваться растворитель нефрас, нефтяная эмульсия, пенокислотная обработка.

Извлечение продуктов реакции производить с использованием технологии разгазирования азотом или с использованием струйных насосов.

Для снижения коррозионной агрессивности соляной кислоты до проведения СКО рекомендуется добавлять в нее ингибитор коррозии, например, ингибиторы И-21-ДМ, СНПХ 1004Р в количестве 0,5 %.

Закачка кислот в скважину производится кислотным агрегатом, например, АНЦ-32/50 либо установкой для кислотной обработки скважин УНЦ 1-160×50К, АНК-50.

В скважинах, осложненных отложением карбонатных солей, проведение глинокислотной обработки без предварительной СКО, может привести к образованию нерастворимого осадка фтористого кальция при взаимодействии плавиковой кислоты с соответствующим карбонатом.





Таблица 9 – Условия применения технологий предотвращения солеотложения

Технология дозирования	Зона ингибирования	Условия применения	Достоинства технологии	Недостатки технологии
<b>МЕТОД ИНДИВИДУАЛЬНОГО ДОЗИРОВАНИЯ</b>				
Дозирование индивидуальной установкой УДЭ	Зона 3. Насосное оборудование, Зона 4. Сборный коллектор.	Высокопроизводительная скважина, не относящаяся к группе солеотлагающих скважин на участке влияния одной нагнетательной скважины	Гарантированное поступление заданной концентрации ингибитора в насосное оборудование.	Вероятность коррозии эксплуатационной колонны от устья до динамического уровня.
Дозирование групповой дозирующей установкой БРХ	Зона 3. Насосное оборудование, Зона 4. Сборный коллектор.	Высокопроизводительная скважина, не относящаяся к группе солеотлагающих скважин на участке влияния одной нагнетательной скважины	Гарантированное поступление заданной концентрации ингибитора в насосное оборудование.	Трудность распределения ингибитора между скважинами в группе. Вероятность коррозии эксплуатационной колонны от устья до динамического уровня.
Пассивный индивидуальный дозатор	Зона 3. Насосное оборудование, Зона 4. Сборный коллектор.	Высокопроизводительная скважина, не относящаяся к группе солеотлагающих скважин на участке влияния одной нагнетательной скважины	Гарантированное поступление заданной концентрации ингибитора в насосное оборудование. Отсутствие необходимости насосов-дозаторов с электропитанием	Вероятность коррозии эксплуатационной колонны от устья до динамического уровня.
Периодическое дозирование	Зона 2. Эксплуатационная колонна, Зона 3. Насосное оборудование, Зона 4. Сборный коллектор.	Высокообводненные скважины средней и среднеобводненные скважины малой производительности	Отсутствие необходимости в дозирующих установках	Большой расход ингибитора. Ограниченная область применения
Скважинный контейнер-дозатор	Зона 3. Насосное оборудование, погружной электродвигатель УЭЦН Зона 4. Сборный коллектор.	Средне- и высокообводненные скважины средней производительности.	Низкие эксплуатационные расходы, защита от солеотложения зоны погружного электродвигателя УЭЦН	Ограниченность времени защиты

<b>МЕТОД ЗАДАВЛИВАНИЯ ИНГИБИТОРА В ПЛАСТ</b>				
Самопроизвольное поглощение жидкости глушения, содержащей ингибитор солеотложений	Зона 1 Призабойная зона скважины, Зона 2. Эксплуатационная колонна, Зона 3. Насосное оборудование, Зона 4. Сборный коллектор.	Любая солеотлагающая скважина, расположенная в зоне низкого пластового давления, характеризующаяся интенсивным поглощением жидкости глушения	Защита всех солеотлагающих зон, сохранение продуктивности скважины.	Большой расход жидкости глушения.
Задавливание в пласт	Зона 1 Призабойная зона скважины, Зона 2. Эксплуатационная колонна, Зона 3. Насосное оборудование, Зона 4. Сборный коллектор.	Солеотлагающие скважины за исключением работающих в форсированном режиме.	Защита всех солеотлагающих зон, сохранение продуктивности скважины.	Увеличение продолжительности КРС, закачка больших объемов водных растворов в ПЗП добывающей скважины.
<b>МЕТОД ДОЗИРОВАНИЯ В СИСТЕМУ ППД</b>				
Метод дозирования в нагнетательную скважину	Зона 1 Призабойная зона скважины, Зона 2. Эксплуатационная колонна, Зона 3. Насосное оборудование, Зона 4. Сборный коллектор.	Солеотлагающие скважины при условии их группового расположения в зоне влияния одной или нескольких нагнетательных скважин при доказанном взаимном влиянии скважин.	Защита сразу всех солеотлагающих зон, сохранение продуктивности скважины. Относительная дешевизна за счет минимизации эксплуатационных расходов.	Необходимость применения насосов высокого давления. Возможность коррозии водоводов в системе ППД.

### **3.5 Рекомендации по ингибированию скважинной продукции «У» месторождения**

Процесс солеотложения наиболее целесообразно предотвращать до начала выпадения соли, т.е. ингибитор солеотложения должен вводиться в поток до начала формирования кристалла соли.

Так как солеотложению на «У» месторождении подвержены призабойная зона добывающих скважин, скважинные насосы, оборудование УПСВ и УПН, а кальцитообразование протекает на всем протяжении от призабойной зоны пласта до оборудования подготовки нефти, то наиболее предпочтительным вариантом явилось бы ингибирование скважинной продукции путем непосредственной подачи ингибитора солеотложения в скважины.

#### **Рекомендуемый вариант.**

1. Установка УДЭ с постоянной подачей ингибитора солеотложения в скважины, имеющие наработку на отказ ЭЦН по причине солеотложения до 180-240 суток, кустов 1 и 2 «У» месторождения.

2. Установка погружных скважинных контейнеров на осложненные солеотложением скважины с дебитом до 100 м<sup>3</sup>/сут и обводненностью 50-80 %.

3. Подача ингибитора солеотложения для ингибирования транспортируемой по системе нефтесбора скважинной продукции в недостающей концентрации через БРХ кустов 1 и 2 «У» месторождения.

#### **Вариант 2 (менее затратный).**

1. Установка УДЭ с постоянной подачей ингибитора солеотложения в скважины, имеющие наработку на отказ ЭЦН по причине солеотложения до 180-240 суток, кустов 1 и 2 «У» месторождения.

2. Подача ингибитора солеотложения через БРХ на вход УПСВ «У» месторождения в недостающей концентрации для ингибирования кальцитообразования в оборудовании пунктов подготовки нефти.

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

Обучающемуся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б95	Окунев Максим Сергеевич

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление</b>	Нефтегазовое дело

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>Перечень графического материала:</b>	

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

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

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Креницына Зоя Васильевна	канд. техн. наук		

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б95	Окунев Максим Сергеевич		

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

### **4.1 Сущность и организация проведения мероприятия**

Внедрение технологии борьбы с отложениями солей путем закачки в пласт СНПХ 5311. Сущность метода основана на том, что способом защиты от солеотложений является периодическая закачка раствора ингибитора в ПЗП.

Экономический эффект обусловлен увеличением дополнительной добычей нефти вследствие снижения интенсивности солеобразования.

Результатом внедрения технологии по обработке скважин ингибитором СНПХ 5311, является предполагаемая дополнительная добыча нефти.

Определим предполагаемую дополнительную добычу от внедрения мероприятия:

Дополнительная добыча от увеличения дебита:

$$\Delta A = (A_2 - A_1) \cdot 365 \cdot k_3, \quad (4.1)$$

где  $A_1, A_2$  – среднесуточный дебит по одной скважине по нефти, до и после внедрения новой техники т/сут;

$k_3$  – коэффициент эксплуатации скважин;

$$\Delta A = (27,2 - 20) \cdot 365 \cdot 0,97 = 2549,16 \text{ т/сут.}$$

### **4.2 Расчет сметы затрат на проведение мероприятия**

Смета затрат рассчитывается на основании затрат на материалы и спецтехнику необходимых для проведения мероприятия и времени затраченного на внедрения мероприятия.

Мероприятие проводит одна бригада капитального ремонта, в которую входят один бурильщик 6 разряда и один помощник 5 разряда.

Нормативное время выполнения работ, связанных с проведением мероприятия представлено в таблице 10, выбраны согласно ЕНиР.

Таблица 10 – Нормативное время выполнения работ

Вид работы	Время, час
Расстановка оборудования	1

Обвязка устья скважины и агрегата ЦА-320	1,2
Опрессовка, час	1,3
Закачка технических жидкостей	3,5
Заключительные работы	1
Всего	8

Рассчитаем затраты на осуществление мероприятия:

Заработная плата бригады определяется исходя из тарифных ставок работников, коэффициентов премирования и территориального коэффициента по времени на проведение ГТМ:

$$Z_{\text{осн}} = \sum C \cdot T_p \cdot n, \quad (4.2)$$

где  $C$  – тарифная ставка, руб.;

$T_p$  – время работы, час;

$n$  – количество рабочих;

$$Z_{\text{осн}} = 42,7 \cdot 8 \cdot 1 + 36,18 \cdot 8 \cdot 1 = 631,04$$

Премия составляет 30% от основной зарплаты:

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{осн}} \cdot 0,3 = 631,04 \cdot 0,3 = 189,312$$

Районный коэффициент составляет 50% от основной зарплаты и премии:

$$Z_{\text{т}} = 0,5 \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{пр}}) = 0,5 \cdot (631,04 + 189,312) = 410,176 \text{ руб.}$$

Зарплата бригады составит:

$$Z_{\text{бр}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{пр}} + Z_{\text{т}} = 631,04 + 189,312 + 410,176 = 1230,53 \text{ руб}$$

Отчисления на социальные нужды составляют 30% от общего фонда зарплаты:

$$Z_{\text{соц}} = 0,3 \cdot Z_{\text{бр}} = 0,3 \cdot 1230,53 = 369,16 \text{ руб.}$$

Таблица 11 – Нормы расходов и стоимость единицы материалов

Материал	Количество материала	Стоимость единицы материала, руб
Пластовая вода	30 м <sup>3</sup>	47,2
Пресная вода	10 м <sup>3</sup>	14
СНПХ-5312Т	0,537 т	35530

Затраты на материалы определяются умножением количества материалов по видам на стоимость за единицу:

$$Z_{\text{мат}} = V_{\text{в.пл}} \cdot C_{\text{в.пл}} + V_{\text{в.пр}} \cdot C_{\text{в.пр}} + V_{\text{СНПХ}} \cdot C_{\text{СНПХ}}, \quad (4.3)$$

где  $V_i$  – количества материала, пластовой воды, пресной воды, СНПХ 5311 соответственно;

$C_i$  – стоимость единицы материала, пластовой воды, СНПХ 5311 соответственно.

$$Z_{\text{мат}} = 30 \cdot 47,22 + 10 \cdot 14 + 0,537 \cdot 35530 = 20636,21 \text{ руб.}$$

Таблица 12 – Вид и время работы арендованного транспорта

Вид транспорта	Время работы, час	Стоимость аренды, руб/ч
Агрегат ЦА-320	8	1400
Автоцистерны ЦР-10, ЦР-4	16	450

Транспортные расходы определяются исходя из времени работы данного вида транспорта и расценок за час работ:

$$Z_{\text{т}} = \sum_i^n t_i \cdot C_i = t_{\text{ца}} \cdot C_{\text{ца}} + t_{\text{пр10}} \cdot C_{\text{пр10}} + t_{\text{пр10}} \cdot C_{\text{пр10}} + t_{\text{пр4}} \cdot C_{\text{пр4}} \quad (4.4)$$

где  $t_i$  – время работы оборудования, агрегат ЦА, автоцистерн ЦР-10 и ЦР4;

$C_i$  – стоимость одного часа работы оборудования, агрегата ЦА-320, автоцистерн ЦР-10 и ЦР-4.

$$Z_{\text{т}} = 8 \cdot 1400 + 16 \cdot 450 = 18400 \text{ руб.}$$

Сумма прямых затрат складывается из общей зарплаты, отчислений на социальные нужды, затрат на материалы, транспорт:

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{бр}} + Z_{\text{соц}} + Z_{\text{мат}} + Z_{\text{тр}} \quad (4.5)$$

$$Z_{\text{пр}} = 1230,53 + 369,16 + 20636,1 + 18400 = 40635,79 \text{ руб.}$$

Цеховые расходы составляют 23,72% от прямых затрат:

$$Z_{\text{ц}} = 40635,79 \cdot 0,237 = 9630,69 \text{ руб.}$$

Общехозяйственные расходы 9% от суммы  $Z_{\text{пр}}$  и  $Z_{\text{ц}}$ :

$$(Z_{\text{пр}} + Z_{\text{ц}}) \cdot 0,09 = (40635,79 + 9630,69) \cdot 0,09 = 4523,98 \text{ руб.}$$

Смета затрат на проведение мероприятия представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Смета затрат на проведение мероприятия

Статья затрат	Сумма, руб.
1. Зарплата бригады:	2271,74
6 разряд – 1 человек, 5 разряд – человек, час.	631,04
Премия, %	189,312
Районный коэффициент, %	410,176
2. Отчисления на социальные нужды, %	369,16
3. Транспорт:	18400
Цементировочный агрегат ЦА-320, час.	11200
Автоцистерна ЦР-10, час.	7200
4. Материалы:	20636,21
Пластовая вода, м <sup>3</sup>	1416,6
Пресная вода, м <sup>3</sup>	140
СНПХ 5312Т, т	19079,61
5. Цеховые расходы, %	9630,69
6. Общехозяйственные расходы	4523,98
Итого затрат	40635,79

#### 4.3 Расчет себестоимости дополнительной добычи нефти

Проведение внедрения технологии борьбы с солеотложением путем закачки в пласт ингибитора СНПХ 5311 связано с определенными затратами, поэтому влияет на себестоимость добычи нефти. Рассчитаем изменение затрат на добычу нефти.

Изменение затрат на энергию по извлечению нефти:

$$\Delta Z_{\text{э}} = \Delta A \cdot C_{\text{э,у}}, \quad (4.6)$$

где  $\Delta A$  – дополнительная добыча нефти;

$C_{\text{э,у}}$  – удельные затраты на добычу 1 т нефти;

$$\Delta Z_{\text{э}} = 2,549 \cdot 105,3 = 268,41 \text{ тыс. руб.}$$

Изменение затрат на поддержании пластового давления составит:

$$\Delta Z_{\text{пд}} = \Delta A \cdot C_{\text{пд}}, \quad (4.7)$$

где  $C_{\text{пд}}$  – удельные затраты на плату поддержания пластового давления, на добычу 1 т нефти;

$$\Delta Z_{\text{пд}} = 2,549 \cdot 134,71 = 343,37 \text{ тыс. руб.}$$

Изменение затрат по сбору и транспорту нефти:

$$\Delta Z_{\text{сб}} = \Delta A \cdot C_{\text{сб}}, \quad (4.8)$$

где  $C_{\text{сб}}$  – удельные затраты на добычу 1 т нефти,



$$\Delta Z_{сб} = 2,549 \cdot 83,98 = 202,97 \text{ тыс. руб.}$$

Изменение затрат по технологической подготовке нефти:

$$\Delta Z_{т.п} = \Delta A \cdot C_{т.п}, \quad (4.9)$$

где  $C_{т.п}$  – удельные затраты на добычу 1 т нефти;

$$\Delta Z_{т.п} = 2,549 \cdot 58,55 = 141,51 \text{ тыс. руб.}$$

Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования изменяются на сумму затраченную, на проведение мероприятия:

$$\Delta Z_{с.э} = Z_{мер} \cdot n \quad (4.10)$$

$$\Delta Z_{с.э} = 42,11 \cdot 3 = 126,3 \text{ тыс. руб.}$$

Итого изменение затрат:

$$\begin{aligned} \Delta Z &= 254,51 + 343,37 + 202,94 + 141,51 + 126,3 + 21,61 \\ &= 1072,56 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Расчет себестоимости добычи нефти приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Калькуляция себестоимости добычи нефти до и после проведения обработки

Затраты	До внедрения мероприятия, тыс.руб.	После внедрения мероприятия, тыс.руб.	Изменение затрат, тыс.руб.
Расходы на энергию по извлечению нефти	117827	118081,51	+254,51
Расходы по искусственному воздействию на пласт	149616	149959,37	+343,37
Основная зарплата производственных рабочих	119112	119112	-
Отчисления на социальные нужды	6776	6776	-
Амортизация скважин	47856	47856	-
Расходы по сбору и транспортировке нефти	93974	94176,97	+202,97
Расходы по технологической подготовке нефти	65517	65658,51	+141,51

Расходы на содержание И эксплуатацию оборудования	336009	336135,33	+126,33
Цеховые расходы	40463	40463	-
Общепроизводственные расходы	122672	122672	-
Прочие производственные расходы	10023	10044,65	+21,65
Итого затрат, тыс.руб.	1009845	1010917,56	+1072,56
Добыча нефти, тыс.т	1109,15	1111,699	+2,549
Себестоимость добычи 1 тонны нефти, руб/т	910,46	909,34	-1,12

#### 4.4 Расчет годового экономического эффекта

Экономический эффект от внедрения мероприятия рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_T = P_T - Z_T, \quad (4.11)$$

где  $\mathcal{E}_T$  – экономический эффект от мероприятия за расчетный период, тыс.руб.;

$P_T$  – стоимостная оценка результатов осуществления мероприятия за расчетный период, тыс.руб.;

$Z_T$  – стоимостная оценка затрат на осуществление мероприятия, тыс.руб.

Стоимостная оценка результатов проведения мероприятия представляет собой оценку произведенной продукции (дополнительно добытой нефти) в оптовых ценах:

$$P = \Delta A \cdot C, \quad (4.12)$$

где  $C$  – оптовая цена 1 тонны нефти,  $C = 27619$  руб.

$$P = 2,549 \cdot 27619 = 6775,5 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимостная оценка затрат равна затратам на дополнительную добычу нефти:

$$Z_T = \Delta Z,$$

$$Z_T = 1072,56 \text{ тыс. руб.}$$

Экономический эффект по формуле составит:

$$\mathcal{E} = 6775,5 - 1072,56 = 5702,94 \text{ тыс. руб.}$$

Прибыль за счет внедрения мероприятия остающаяся в распоряжении предприятия:

$$\Delta\Pi = \mathcal{E} - \Delta\Pi, \quad (4.13)$$

где  $\Delta\Pi$  – прирост валовой прибыли;

$\Delta\Pi$  – сумма отчислений от прироста прибыли, составляет 20 %.

$$\Delta\Pi = 5702,94 - (5702,94 \cdot 0,2) = 4484,36 \text{ тыс. руб.}$$

$$P_y = \left( \frac{A_2}{P_2} : \frac{A_1}{P_1} \right) \cdot 100 - 100, \quad (4.14)$$

$$P_y = \left( \frac{1111,7}{6775,5} : \frac{1109,12}{6775,5} \right) \cdot 100 - 100 = 0,36 \%$$

Снижение себестоимости продукции за счет проведения мероприятия:

$$C_c = \frac{C_1 - C_2}{C_1} \cdot 100, \quad (4.15)$$

где  $C_1$  и  $C_2$  – себестоимость добычи нефти до и после мероприятия, руб.

$$C_c = \frac{910,46 - 909,9}{910,46} \cdot 100 = 0,06 \%$$

Экономические показатели до и после внедрения технологии обработки скважин ингибитором СНПХ 5311 приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Экономические показатели до и после внедрения технологии

Показатели	До внедрения мероприятия	После внедрения мероприятия	Отклонение абсолютное
Объем добычи нефти, тыс.т	1109,12	1111,67	+2,549
Среднесуточный дебит скважины, т/сут	20	27,2	+7,2
Себестоимость 1 т нефти, руб	910,46	909,34	-1,12
Стоимостная оценка результатов, тыс.руб.	-	6775,5	6775,5
Стоимостная оценка затрат, тыс.руб.	-	1072,56	1072,56
Экономический эффект, тыс.руб.	-	5702,94	5702,94

Прирост прибыли остающейся в распоряжении предприятия, тыс.руб.	-	4484,36	4484,36
Производительность труда, т/чел.	389,03	389,839	+0,36

### **Вывод**

Таким образом, применение технологии обработки ингибитором СНПХ 5311 десяти добывающих скважин, показала высокую технологическую 101 эффективность с дополнительной добычей нефти 1111,7 т. Исходя из этого предложено провести внедрение этой технологии на нескольких скважинах и получить ожидаемую дополнительную добычу 2549,14 т и предполагаемую прибыль 4484,36 тыс.руб. Предполагаемое снижение себестоимости добычи нефти за счет внедрения мероприятия составляет 1,12 рублей за тонну, увеличение производительности труда на 0,36 т/чел.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Обучающемуся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б95	Окунев Максим Сергеевич

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление</b>	Нефтегазовое дело

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»</b>	
Характеристика объекта исследования и области его применения	Объектом исследования данной работы является химические реагенты и способы их подачи в скважину на нефтедобывающем производстве.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	Характерные особенности правового регулирования труда в нефтегазовой отрасли и организация рабочей зоны
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Анализ вредных производственных факторов: - Отклонение показателей климата на открытом воздухе. - Превышение уровней шума. - Недостаточная освещённость рабочей зоны. - Повышенная запылённость рабочей зоны. Анализ опасных производственных факторов: - Механические опасности. - Статическое электричество. - Пожаровзрывобезопасность.
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	Охрана окружающей среды: - Охрана атмосферного воздуха от загрязнения. - Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения. - Охрана и рациональное использование земель.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Защита в чрезвычайных ситуациях: При разработке и эксплуатации проектируемого решения существует риск возникновения ЧС, связанной с неконтролируемым выбросом газа, а также возгорание технологического оборудования. Наиболее типичная ЧС техногенного характера на объекте - взрыв или пожар из-за выбросов газа из негерметичных соединений.

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

**Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б95	Окунев Максим Сергеевич		

## 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: осуществление работ по заданному режиму скважины, контроль над системами подачи реагента в скважину, обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при добыче нефти и газа. Работы выполняются круглогодично.

Вредным производственным фактором (ВПФ) называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению трудоспособности.

Работник подвержен вредному воздействию, находясь на территории производственного объекта, которое классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [11] (таблица 16).

Таблица 16 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) обследование элементов конструкций на целостность и отсутствие видимых повреждений; 2) монтаж, демонтаж оборудования; 3) обеспечение санитарного порядка на	1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума и вибрации; 3. Недостаточная освещенность; 4. Повышенная запыленность рабочей зоны.	1. Механические опасности; 2. Статическое электричество; 3. Пожаровзрыво-безопасность	Требования безопасности к уровню шума: ГОСТ 12.1.003-83 (1999) [12]; Защита от шума: СП 51.13330.2011 [13]; Требования безопасности к уровню вибрации: ГОСТ 12.1.012-90 [14]; Естественное и искусственное

территории объектов;  4) работа с оборудованием, работающим под высоким давлением;  5) работа в темное время суток.			освещение: СП 52.13330.2011  [15]; Средства защиты от статического электричества: ГОСТ 12.4.124-83 [16];  Защитное заземление, зануление: ГОСТ 12.1.030- 81 [17].
---	--	--	---

## 5.1 Анализ вредных производственных факторов

### Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, изо льна, грубошерстные сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз – очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица – маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

- запретить допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ,

- отвечающим климатическим условиям.

- в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать

- СИЗ от гнуса и клеща.

- при температуре наружного воздуха ниже минус 25°C работающих на открытом воздухе ежечасно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживаться температура плюс 25 °С.

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

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 17).

Таблица 17 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
безветренная погода	-40
менее 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15,0	-15
15,1–20,0	-5
более 20	0

#### **Превышение уровней шума**

В непосредственной близости от рабочего места оператора ДНГ могут находиться машины КРС (капитальный ремонт скважин) либо агрегаты для ОПЗ, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-83 (1999) [12]. Норма на открытой местности составляет 80дБ, а



значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБ. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБ, превышающий допустимый. Согласно СП 51.13330.2011 (защита от шума) мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противозумные вкладыши [13].

### **Превышение уровня вибрации**

Согласно ГОСТ 12.1.012-90 [14] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ДНГ составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя, поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

### **Недостаточная освещённость рабочей зоны**

При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2011) [15]. Мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

### **Повышенная запыленность рабочей зоны**

Кустовая площадка огорожена насыпью песка со всех сторон с целью предотвращения разгорания лесного пожара. С учетом сильных ветров может происходить попадание песка в носовую область оператора ДНГ, что негативно влияет на его здоровье. Мероприятия для устранения попадания песка в носовую область: использование респираторов.

## **5.2 Анализ опасных производственных факторов**

### **Механические опасности**

Как правило, механическое травмирование является самым распространенным явлением на производстве и всегда неожиданным. Оно варьируется от простых порезов и ушибов до летального исхода. Виновниками травматизма является зачастую сами работники, а порой техногенные аварии или

природные явления. Так как приходится работать с различными устройствами и на большой высоте, то наибольшую опасность представляют трубопроводы и скважины с высоким давлением, падение человека или предметов, работа с подъемно-транспортными машинами, агрегатами, ножами, отвертками, пилами, перфораторами, поднимание и опускание лебедки для очистки от АСПО, и т.д.

Давление затрубного пространства на кустовых площадках находится в диапазоне от 0,4 МПа до 2,5 МПа. Технология обработки подразумевает закачка ингибитора в затрубное пространство, поэтому необходимо создавать давления в нагнетательной линии превышающее затрубное давление.

Для защиты от механических травм применяют: козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства и сигнализации. Также применяют средства индивидуальной защиты: спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. Плюс ко всему, требуется регулярная проверка состояния оборудования и проведение инструктажей персоналу по технике безопасности.

### **Статическое электричество**

Главным источником формирования данного фактора является возможностью возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти и химических реагентов друг о друга или со стенкой трубы (оборудования). Электрические заряды при перекачке ингибиторов возникают как в самом ингибиторе, так и на стенках сосудов, трубопроводов, в которых они находятся. Величина возникающего заряда статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара [16].

Технологические операции с химическими веществами, являющимися хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества. Для устранения опасности разрядов

статического электричества при технологических операциях необходимо предусматривать следующие меры:

- Заземление МБРХ на кондуктор соседней скважины во время закачки ингибитора.

- Заземление УДР на общий контур заземления;

Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств защиты от проявлений статического электричества должны проводиться одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического и электротехнического оборудования. Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год, сопротивление заземляющего проводника не должно превышать 4 Ом [17]

### **Пожаровзрывобезопасность**

Технология ингибирования не обходится без использования пожаровзрывоопасных реагентов.

Для обеспечения пожаробезопасности применяются активные и пассивные способы пожаротушения. При активном способе процесс горения подавляют при помощи огнегасительных средств, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара, разбавлением реагирующих веществ. Химическое торможение введением в зону горения антикатализаторов – (ингибиторов) и т.д. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя или инерттизации среды, в которой находится очаг горения. Для тушения пожаров используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, химическая и воздушно-механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, галоидированные углеводороды, инертные газы и порошковые составы.

### **5.3 Охрана окружающей среды**

Основными типами антропогенных воздействий на природу, являются:

- Нефтяное и химическое загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;

- загрязнение атмосферы от испарений нефтепродуктов при их нагреве для проведения исследований;

- загрязнение природной среды промышленными, бытовыми и лабораторными отходами.

И как следствие от вышеотмеченных воздействий на природу:

- сокращение ареалов редких видов растений, площадей, занятых ягодниками, лекарственными растениями и другими ценными видами флоры;

- нарушение лесов и нерациональный расход древесины при обустройстве передвижных поселков, временных дорог, промплощадок и др.;

- сокращение рыбных запасов вследствие загрязнения поверхностных вод, нарушения гидрологического режима при строительстве и эксплуатации месторождений.

Общими мерами по охране окружающей среды являются:

- сокращение потерь нефти и газа; повышение герметичности и надежности нефтепромыслового оборудования;

- оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания.

### **Охрана атмосферного воздуха от загрязнения**

Большой ущерб природным комплексам наносится в случае аварийных ситуаций.

Основными причинами аварий являются:

- некачественное строительство, ремонт нефтепромыслового оборудования;

- механические повреждения;

- несоблюдение техники безопасности.

Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений:

- защита оборудования от коррозии;
- применение оборудования заводского изготовления;
- разработанный план действий при аварийной ситуации;
- ликвидация аварий должна осуществляться аварийной службой.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества.

### **Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения**

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти, химических реагентов и вод с высокой минерализацией, а также утилизация остатков химических реагентов. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды:

- загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических площадок;
- поступление нефти и химических реагентов в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее не герметичности.

### **Охрана и рациональное использование земель**

Загрязнение почв нефтью и химическими реагентами приводит к значительному экологическому и экономическому ущербу: понижается продуктивность лесных ресурсов, ухудшается санитарное состояние окружающей среды.

При выборе площадок и трасс под строительство объектов основным критерием является минимальное использование лесов I и II групп, пойменной части рек и озер, а также обход кедровников, путей миграции животных и птиц. Принимается прокладка линейных сооружений (автодорог, трубопроводов,

линий электропередач) в одном коридоре, что обеспечивает снижение площади занимаемых земель на 30-40%.

Согласно требованиям лесного хозяйства организации, выполняющие строительные работы обязаны:

- обеспечить минимальное повреждение почв, травянистой и моховой растительности;
- произвести очистку лесосек и ликвидировать порубочные остатки;
- не допускать повреждения корневых систем и стволов опушечных деревьев;
- не оставлять пни выше  $1/3$  диаметра среза, а при рубке деревьев больше 30 см - выше 10 см, считая высоту шейки корня.

Рекультивация нарушенных земель по трассам линейных трубопроводов носит природоохранное направление и выполняется в два этапа:

1. Технический этап рекультивации состоит из сбора пролитой нефти, срезки почвенно-растительного слоя толщиной 0,2 - 0,4 м и перемещения его во временные отвалы до начала строительных работ.

2. Биологический этап рекультивации включает дискование почвы боронами в один след, поверхностное внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав механическим способом.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химических реагентов обеспечивается:

- контролем давления в общем коллекторе и замерном сепараторе с сигнализацией предельных значений на замерных установках (ЗУ);
- в случае аварии на УПН автоматическим переключением потока нефти в аварийные емкости;
- аварийным отключением насосных агрегатов на УПН и узлах дозирования ингибиторов;
- закреплением трубопроводов на проектных отметках грузами и анкерами, препятствующими всплыванию и порыву;

- прокладкой трубопроводов в кожухах через автомобильные дороги;
- контролем качества сварных швов трубопроводов методом радиографирования и магнитографирования и гидравлическое испытание на прочность и герметичность.

#### 5.4 Защита в чрезвычайных ситуациях

На месторождениях в процессе ингибирования с использованием технологии подачи реагента через УДР будут эксплуатироваться скважины на кустовых площадках с возможными чрезвычайными ситуациями, представленными в таблице.

Таблица 18 – Возможные чрезвычайные ситуации

№	Возможные чрезвычайные ситуации	Воздействие их последствий на окружающую среду и сотрудников
1	Выброс попутного или газлифтного газа при негерметичности соединений и фланцев.	Высокая опасность отравления для сотрудников предприятия. Высокая опасность возникновения пожара с потенциальным ущербом инфраструктуре.
2	Разливы нефти.	Нанесение значительного вреда окружающей среде и биосфере.
3	Отказ трубопровода подачи хим. реагентов	- Выброс газа и разлив нефти в окружающую среду; - разлив химреагентов на территорию кустовой площадки, а также загазованность территории.
4	Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуре и фланцевых соединениях.	- Разлив хим. реагента в помещении УДХ; - загазованность помещения. - отравление парами хим. реагентов и облив химическими реагентами.
5	Пожар в производственном помещении.	- Выброс газа и разлив нефти в помещении; - поражение людей продуктами горения; - загазованность территории и помещения;
6	Трещина в теле сосуда, подводящих и отводных линиях.	- Выброс газа и разлив нефти в помещении замерной установки; - загазованность помещения; - отравление газом, облив нефтью.

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией может быть взрыв или пожар из-за выбросов газа из негерметичных соединений. При несоблюдении технологических правил эксплуатации различного оборудования, возможен выход из строя данного оборудования, а также нарушение его целостности, которое сопровождается выбросом газа. При перемешивании с воздухом образуется взрывоопасная газоздушная смесь, которая с легкостью взрывается при наличии малейшей искры.

Для предотвращения взрыва или пожара необходимо проверять герметичность сальниковых, резьбовых и фланцевых соединений, запорных устройств, аппаратов и коммуникаций, находящихся в помещениях и на кустовых площадках, не реже одного раза в смену индикаторной бумагой или мыльной пеной. Обнаруженные пропуски необходимо устранять.

В случае возникновения чрезвычайной ситуации, ответственному за проведение работ следует определить опасную зону и остановить в ней работы, принять необходимые меры для проведения мероприятий по спасению людей: вызвать медицинскую помощь, известить непосредственного начальника и организовать охрану места происшествия до прибытия помощи. Действия регламентированы инструкцией по действию в чрезвычайных ситуациях, хранящейся у инженера по технике безопасности и изученной при сдаче экзамена и получении допуска к самостоятельной работе.

От персонала требуется ликвидировать любые источники искрообразования: остановить двигатели внутреннего сгорания, отключить электроэнергию в загазованной зоне, прекратить огневые работы.

В случае возникновения пожара в результате различных чрезвычайных ситуаций на установках предусмотрены средства пожаротушения. Огнетушители должны вводиться в эксплуатацию в полностью заряженном и работоспособном состоянии, с опечатанным узлом управления пускового (для огнетушителей с источником вытесняющего газа) или запорно-пускового (для



закачных огнетушителей) устройства. Они должны находиться на отведенных им местах в течение всего времени эксплуатации.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов. Непрерывно улучшать условия труда, уровни промышленной и экологической безопасности, совместно с повышением уровня знаний, компетенций и осведомленности работников в вопросах безопасности.

Каждый сотрудник предприятия должен быть ознакомлен с планом действий в случае возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций.

Создавать и поддерживать в постоянной готовности локальные системы оповещения о чрезвычайных ситуациях на промысле и ближайшей территории.

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

Нефтяные месторождения Западной Сибири являются одними из наиболее крупных разрабатываемых месторождений углеводородов в России. Большинство из них относятся к местности, приравненной к району Крайнего Севера.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

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 (ст. 117 ТК РФ) 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;

- предусмотрены плановые бесплатные медосмотры, для выявления различных заболеваний, которые могут, возникнуть в результате трудовой деятельности работников.

Рабочее место является первичным звеном производственно технологической структуры предприятия, в которой осуществляется процесс производства, его управление и обслуживание. От качества организованности рабочих мест, во многом зависит эффективность выполняемого труда, производительность труда, себестоимость выпускаемой продукции, ее качество и многие другие экономические показатели функционирования компании. Каждое рабочее место имеет свои специфические особенности, связанные с тонкостями организации производственного процесса.

Рабочее место персонала при контроле и обслуживании оборудования, связанного с технологическим процессом ингибирования скважин территориально расположено на кустовой площадке. Для удобства работы персонала на кустовой площадке устанавливают помещения, в которых работники могут обогреться в холодное время года, делать перерывы, вести журнал и принимать пищу. Кроме того, персонал должен быть снабжен всеми необходимыми средствами индивидуальной и коллективной защиты, рабочее место должно быть хорошо освещено, опасная зона при проведении работ должна быть огорожена.

### **Выводы**

В ходе проделанной работы были оценены вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье и состояние персонала. Выполнение всех требований мер

безопасности, а также мер по предупреждению опасных воздействий на данном производстве, будет помогать избегать влияния вредных и опасных факторов на жизнь людей и природу.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В данной работе изучены теоретические основы существующих методов борьбы с отложениями солей в нефтепромысловом оборудовании.

Рассмотрены типы, состав и структура наиболее распространенных солеотложений и механизм их формирования. Были рассмотрены основные причины выпадения неорганических солей в осадок.

Проведен технико-экономический анализ внедрения метода борьбы с отложениями солей при эксплуатации скважин на «У» месторождении.

В последнее время наблюдается увеличение количества методов борьбы с солеотложениями в нефтепромысловом оборудовании, также ведется усовершенствование уже существующих технологий борьбы.

Приоритетным направлением борьбы с солеотложением солей при нефтедобыче в настоящее время является его предотвращение на основе ингибиторной защиты. Наиболее распространенные технологии ингибиторной защиты: метод индивидуального дозирования, метод задавливания ингибитора в пласт, метод дозирования в систему ППД.

Однако, главным приоритетом остается экономическая целесообразность и экологическая безопасность. Наряду с совершенствованием химических ингибиторного метода предотвращения солеобразований для нефтепромысловых нужд должны развиваться и использоваться более экологически безопасные и экономически оправданные технологии на основе физических (магнитных, акустических процессов) и других технологических решений.

Таким образом, проблема солевых отложений при добыче нефти остается актуальной и требует дальнейшего своего изучения.

### **Использованные источники:**

1. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. Владивосток: Дальнаука, 2011 г. – 288 с.
2. Драбович К.Н. Физика. Практический курс для поступающих в университеты / Драбович К.Н., Макаров В.А., Чесноков С.С. – М.; ФИЗМАТЛИТ, 2006. – 544 с.
3. Матусевич Л.Н. Кристаллизация из растворов в химической промышленности. / Матусевич Л.Н. – М.; Химия, 1968. – 304 с.
4. Бриков А.В. Нефтепромысловая химия: Практическое руководство по борьбе с образованием солей / Бриков А.В., Маркин А.Н. – М.; Де`Либри, 2018. – 335 с.
5. Кащавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. - М.: ОРБИТА-М, 2004.
6. Методы предотвращения отложения солей в нефтяных скважинах / Л. А. Шангараева. – Текст : электронный // cyberleninka.ru : [сайт]. – 2013. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/metody-predotvrascheniya-otlozheniya-soley-v-neftyanyh-skvazhinah> (дата обращения: 20.02.2023).
7. Камалетдинов Р.С. / Обзор существующих методов предупреждения и борьбы с солеотложением в погружном оборудовании/ Производственнотехнический нефтегазовый журнал Инженерная практика. - 2009. -Пилотный выпуск. С.12-15.
8. Физические методы предупреждения солеотложения при нефтедобыче / Алимбекова С.Р., Бахтизин Р.Н., Волошин А.И., Докичев В.А. – Текст : электронный // Нефтегазовое дело, February 2019, Petroleum Engineering 17(6):31–38. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-6-31-38.
9. Станции управления ИНМ–3–ЧР. Руководство по эксплуатации. САЛН.420146 РЭ–ЛУ. ОАО «Ижнефтемаш», г. Ижевск, 2017г.

10. РД 39-0148070-026 ВНИИ-86. Технология оптимального применения ингибиторов солеотложения.- Тюмень: СибНИИНП, 1986.- 37 с.
11. ГОСТ 12.0.003–2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
12. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
13. Защита от шума: СП 51.13330.2011.
14. ГОСТ 12.1.012–90 Требования безопасности к уровню вибрации.
15. Естественное и искусственное освещение: СП 52.13330.2011.
16. ГОСТ 12.4.124–83 Средства защиты от статического электричества.
17. ГОСТ 12.1.030–81 Защитное заземление, зануление.