

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Эксплуатация скважин в осложненных условиях на примере Ванкорского нефтегазового месторождения (Красноярский край)</b>

УДК 622.276.72(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Бруцкий Владимир Григорьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н., доцент		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГСН	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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 (специальность) 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)                      (Дата)                      (Ф.И.О.)

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

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4В	Бруцкому Владимиру Григорьевичу

Тема работы:

<b>Эксплуатация скважин в осложненных условиях на примере Ванкорского нефтегазового месторождения (Красноярский край)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 11.03.2019 № 1829/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Пакет технической, технологической и нормативной информации по Ванкорскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература
---------------------------------	---

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Анализ методов борьбы с солеотложениями на примере Ванкорского месторождения; сбор геологических сведений о месторождении; причины солеотложений, которым подвергаются призабойная зона пласта и погружное насосное оборудование при длительной эксплуатации; оценка существующих способов защиты от солей; выбор наиболее приемлемого и эффективного метода.
---	---

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Креницына Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна

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

Осложнения при добыче нефти и борьба с ними
Основные осложняющие факторы при эксплуатации скважин погружными насосами
Борьба с солеотложениями на примере Ванкорского месторождения
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность
Социальная ответственность

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Бруцкий Владимир Григорьевич		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б4В	Бруцкому Владимиру Григорьевичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01. Нефтегазовое дело

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<i>Расчет стоимости выполняемых работ, согласно применяемой техники и технологии</i>
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений</i>
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	<i>Отчисления на социальные нужды - 30%</i>

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	<i>Технико-экономическое обоснование выбора конкретного ингибитора по борьбе с солеотложением</i>
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	<i>Линейный график выполнения работ</i>
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	<i>Расчет экономической эффективности работ по борьбе с солеотложением на Ванкорском месторождении</i>

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Креницына З.В.	К.т.н, доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Бруцкий Владимир Григорьевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б4В	Бруцкий Владимир Григорьевич

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>Объект исследования: методы борьбы с солеотложениями. Область применения: Ванкорское месторождение.</p>
--	--

2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме

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

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>1. Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;</li> <li>- повреждения в результате контакта с насекомыми;</li> <li>- загазованность рабочей зоны;</li> <li>- воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека;</li> <li>- необходимые средства защиты от вредных факторов.</li> </ul>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<p>2. Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;</li> <li>- электрический ток;</li> <li>- пожароопасность;</li> <li>- работы с оборудованием под высоким давлением;</li> <li>- необходимые средства защиты от опасных факторов.</li> </ul>

<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- защита селитебной зоны</li> <li>- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>- разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы);</li> <li>- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов);</li> <li>- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород);</li> <li>- решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>- выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>- разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>- разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>- разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>- перечень возможных ЧС на объекте: техногенного характера – пожары и взрывы в зданиях, транспорте;</li> <li>- выбор наиболее типичной ЧС: - пожар;</li> <li>- разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>- разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.</li> </ul>	<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий).</li> </ul>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Бруцкий Владимир Григорьевич		

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 (специальность) 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования Бакалавриат  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения весенний семестр 2018 /2019 учебного года

Форма представления работы:

**Бакалаврская работа**

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	<i>Осложнения при добыче нефти и борьба с ними</i>	25
	<i>Основные осложняющие факторы при эксплуатации скважин погружными насосами</i>	25
	<i>Борьба с солеотложениями на примере Ванкорского месторождения</i>	30
	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
	<i>Социальная ответственность</i>	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н., доцент		

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

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

## Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<b>в области производственно-технологической деятельности</b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b>в области организационно-управленческой деятельности</b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)



Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

## Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 95 страниц, 8 рисунков, 9 таблиц, 40 источников литературы, 5 графических приложений.

ВАНКОРСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ОТЛОЖЕНИЯ СОЛЕЙ, ИНГИБИТОР, ДОБЫЧА НЕФТИ, ИНГИБИТОРНАЯ ЗАЩИТА, ГЕРМЕТИЧНОСТЬ, ОБВОДНЕННОСТЬ, ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА.

Объектом исследования является Ванкорское месторождение.

Цель работы - провести анализ методов борьбы с солеотложениями на примере Ванкорского месторождения (Красноярский край) и выбрать наиболее приемлемый и эффективный.

В работе приведены общие сведения о процессе солеотложения, причины ее возникновения, различные способы защиты от солей, геологические сведения о месторождении, рассмотрено решение использования оптимального метода борьбы с солеотложениями, также сделаны выводы об эффективности их применения на Ванкорском месторождении.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel.

## Список сокращений

В настоящей работе использованы следующие сокращения:

АСПВ – асфальто-смоло-парофиновые вещества;

АСПО – асфальто-смоло-парофиновые отложения;

БРХ – блок реагентного хозяйства;

ЕТТ – единый транспортный тариф;

ЖКТ – жидкокристаллический полимер;

ИКД – ингибитор комплексного действия;

КВЧ – концентрация взвешенных частиц;

КНС – кустовая насосная станция;

КР – капиллярный рукав;

КРС – капитальный ремонт скважин;

МПВ – модель пластовой подоы;

МРП – межремонтный период;

НКТ – насосно-компрессорная труба;

ОПИ – опытно-промысловые испытания;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПЗС – призабойная зона скважины;

ППД – поддержание пластового давления;

ПЭД – погружной электродвигатель;

СПКУ – специальное погружное кабельное устройство;

УИН – установка измерения насыщения;

УЭВН – установка электровинтового насоса;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ЦА – цементирувочный агрегат;

ШГН – штанговый глубинный насос;

ЭВН – электровинтовой насос;

ЭЦН – электроцентробежный насос.

## Оглавление

Введение.....	9
1 Осложнения при добыче нефти и борьба с ними .....	10
1.1 Мероприятия по предупреждению и удалению отложения солей в нефтепромысловом оборудовании .....	10
1.2 Выпадение асфальто-смоло-парафиновых отложений и методы борьбы с ними в процессе нефтедобычи .....	20
2 Основные осложняющие факторы при эксплуатации скважин погружными насосами .....	28
3 Борьба с солеотложениями на примере Ванкорского месторождения .....	52
3.1 Постановка проблемы.....	52
3.2 Возможные пути решения.....	57
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность .....	67
и ресурсосбережение .....	67
5 Социальная ответственность .....	71
Заключение .....	83
Список использованных источников .....	84
Приложение А .....	88
Приложение Б.....	92
Приложение В.....	93
Приложение Г .....	94
Приложение Д.....	95

## Введение

Подземное и наземное нефтепромысловое оборудование в процессе эксплуатации подвергаются солеотложению.

Отложение солей происходит как в призабойной зоне пласта, так и на стенках погружного оборудования, вследствие высокой концентрации солеобразующих ионов, а также благоприятными для данного процесса условиями рабочей среды. Солеотложения наносят большой материальный и экономический ущерб. Они приводят к преждевременному износу установок, сокращают межремонтные сроки оборудования, вызывают дополнительные трудности при добыче флюида.

Актуальность данной работы обусловлена тем, что солеотложения и борьба с ними на Ванкорском месторождении является одна из наиболее значимых проблем, наряду с коррозией и асфальто-смоло-парафиновыми отложениями.

Цель работы - провести анализ методов борьбы с солеотложениями на примере Ванкорского месторождения (Красноярский край) и выбрать наиболее приемлемый и эффективный. Для ее реализации необходимо решить следующие задачи:

- изучить общие сведения о процессе солеотложения;
- рассмотреть причины ее возникновения;
- собрать геологические сведения о месторождении;
- оценить существующие способы защиты от солей;
- сделать выводы об эффективности применения предложенного решения для Ванкорского месторождения.

В работе рассмотрены причины солеотложений, которым подвергаются призабойная зона пласта и погружное насосное оборудование при длительной эксплуатации, а также способы борьбы с солеотложениями.

# **1 Осложнения при добыче нефти и борьба с ними**

## **1.1 Мероприятия по предупреждению и удалению отложения солей в нефтепромысловом оборудовании**

Среди основных осложнений, проявляющихся в настоящее время в процессе эксплуатации скважин месторождения, является солеотложение на рабочих колесах погружных скважинных центробежных насосов.

Главным источником выделения солей является вода, добываемая совместно с нефтью. В этой связи процессу солеотложения подвержены скважины и наземное оборудование, эксплуатирующиеся в условиях обводнения добываемой продукции. В процессе подъема нефтяного потока от забоя к устью скважины изменяются термобарические условия, что вызывает нарушение химического равновесия в добываемой продукции. Это сопровождается отложением неорганических солей на стенках насосно-компрессорной трубы (НКТ) и рабочих колесах электро-центробежных насосов (ЭЦН), что снижает наработку на отказ насосного оборудования, дебит добывающих скважин. Образование плотного камнеобразного осадка в призабойной зоне пласта (ПЗП) в перфорационных отверстиях, в обсадной колонне, на поверхности НКТ, рабочих частях и поверхностях погружных установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) приводит к снижению продуктивности скважин. В частности, отложение солей на УЭЦН нарушает теплообмен, приводит к заклиниванию электродвигателя, поломке вала и выходу насоса из строя.

В ходе разработки месторождения, добываемая продукция будет обводняться, при этом состав добываемой воды будет изменяться от состава, соответствующему пластовой воде до состава закачиваемой воды с учетом гидрогеохимических массообменных процессов в пласте.

Основное условие солеотложения - это образование перенасыщенных растворов попутной воды. Причинами выпадения солей в осадок служат следующие процессы: смешение несовместимых вод, изменение общей минерализации воды, растворение горных пород и газов, испарение, дегазация

воды, изменение термобарических условий. Необходимо учитывать и то, что солеотложение проходит в сложных гидротермодинамических условиях в присутствии нефтяных компонентов, газовой фазы и механических примесей, оказывающих влияние на интенсивность процесса, характер и свойства осадков, формирующихся как в призабойной зоне пласта, так и в нефтепромысловом оборудовании.

Для выяснения возможных осложнений в процессе смешения пластовых и поверхностной вод в ЗАО «Ванкорнефть» был использован ионный состав и физико-химические характеристики воды озера Дэлинде Ванкорского месторождения и пластовых вод насоновской, яковлевской, нижнехетской Нх-I и нижнехетской Нх-III-IV свит.

Пластовая вода насоновской свиты принадлежит к гидрокарбонатно-натриевому типу, гидрокарбонатной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Общая минерализация воды составляет 3,67 г/л. Содержание солеобразующих ионов  $\text{Ca}^{2+}$  - 14,8 мг/л,  $\text{HCO}_3^-$  - 613,7 мг/л,  $\text{SO}_4^{2-}$  - 18,8 мг/л.

Пластовая вода яковлевской свиты принадлежит к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Общая минерализация воды составляет 15,5 г/л. Содержание солеобразующих ионов  $\text{Ca}^{2+}$  - 539,4 мг/л,  $\text{HCO}_3^-$  - 315,2 мг/л,  $\text{SO}_4^{2-}$  - 2,9 мг/л.

Пластовая вода нижнехетской Нх-I свиты принадлежит к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Общая минерализация воды составляет 13,1 г/л. Содержание солеобразующих ионов  $\text{Ca}^{2+}$  - 446,4 мг/л,  $\text{HCO}_3^-$  - 585,0 мг/л,  $\text{SO}_4^{2-}$  - 55,4 мг/л.

Пластовая вода нижнехетской Нх-III-IV свиты принадлежит к гидрокарбонатнонатриевому типу, гидрокарбонатной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Общая минерализация воды составляет 9,3 г/л. Содержание солеобразующих ионов  $\text{Ca}^{2+}$  - 160,8 мг/л,  $\text{HCO}_3^-$  - 871,0 мг/л,  $\text{SO}_4^{2-}$  - 37,3 мг/л.

Общая минерализация воды озера Дэлинде не превышает 68 мг/л. Вода принадлежит к гидрокарбонатно-натриевому типу, гидрокарбонатной группе,

классу S1, натриевой подгруппе. Содержание солеобразующих ионов  $\text{Ca}^{2+}$  - 7 мг/л,  $\text{HCO}_3^-$  - 30,5 мг/л,  $\text{SO}_4^{2-}$  - отсутствует.

Присутствие в анализируемых пробах вод незначительных количеств катионов  $\text{Ba}^{2+}$  и  $\text{Sr}^{2+}$  не учитывалось. Эти компоненты обнаружены не во всех пробах, что указывает на большую вероятность их привнесения в пласт в ходе технологических операций бурения.

Оценка совместимости воды озера Дэлинде с пластовыми водами показала, что:

- вода поверхностного источника озера Дэлинде стабильна, при температурах 20-60 °С и не образует осадков;

- пластовая вода насоновской свиты стабильна и не образует осадков в диапазоне температур 20-40 °С, при температуре 60 °С появляется пленка солей на поверхности раствора;

- пластовая вода яковлевской свиты стабильна и не образует осадков, при температуре 20°С, в диапазоне температур 40-60 °С появляется пленка солей на поверхности раствора;

- пластовая вода нижнехетской НХ I свиты стабильна и не образует осадков при температуре 20 °С, при температуре 40 °С появляется пленка солей на поверхности раствора, при температуре 60 °С появляется пленка солей на поверхности раствора и осадок на дне;

- пластовая вода нижнехетской НХ III-IV свиты стабильна и не образует осадков при температуре 20°С, в диапазоне температур 40-60 °С появляется пленка солей на поверхности раствора.

При смешении вод в объемном соотношении, как указано в таблице 1 стабильность воды рассчитывалась по методу Дж. Е. Одда и М.В. Томпсона. Индекс стабильности (SI) указывает на потенциал воды к солеотложению. Если  $SI > 0$ , то термодинамически возможно выпадение соли, если  $SI < 0$ , то выпадения соли не происходит. Причем при  $SI > 1$  наблюдается заметное солеотложение.



Таблица 1 – Соотношения смешения пластовых и поверхностной вод в системе поддержания пластового давления (ППД)

Источник воды (наименование свиты)	Соотношение объемов воды, %				
	1	2	3	4	5
№ модели					
яковлевская (Як)	5,0	10,0	15,0	30,0	45,0
нижнехетская НХ-I	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0
нижнехетская НХ-III-IV	1,0	5,0	10,0	20,0	20,0
насоновская	94,0	75,0	60,0	40,0	25,0
Поверхностный источник	0,0	10,0	15,0	10,0	5,0
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

В результате моделирования изменения индекса насыщения кальцитом, гипсом и ангидритом, при смешении пластовых вод насоновской, яковлевской, нижнехетской Нх-I и нижнехетской Нх-III-IV свит с водой озера Дэлиньде установлено:

- вода поверхностного источника озера Дэлиньде не склонна к солеотложению кальцита, гипса и ангидрита в поверхностных условиях и при пластовых температурах Ванкорского месторождения.

- пластовые воды насоновской, яковлевской, нижнехетской Нх-I и нижнехетской Нх III-IV свит склонны к солеотложению кальцита и не склонны к выделению осадков гипса и ангидрита.

Склонность пластовых вод насоновской, яковлевской, нижнехетской Нх I и нижнехетской Нх III-IV свит к солевыведению кальцита растёт с повышением температуры. По возрастанию склонности к солевыведению кальцита пластовые воды располагаются в следующий ряд:

насоновская < яковлевская < нижнехетская Нх-III-IV < нижнехетская Нх-I.

Повышение температуры выше 40 °С в условиях разгазирования и снижения содержания растворенного углекислого газа в водной среде ниже 50 мг/л критично для солевыведения кальцита; из-за склонности вод насоновской, яковлевской, нижнехетской Нх-I и нижнехетской Нх-III-IV свит к солевыведению кальцита не рекомендуется смешивать в системе ППД воды с повышенным содержанием ионов кальция (воды яковлевской и нижнехетской Нх-I свит) и высоким содержанием гидрокарбонат-анионов (воды насоновской и нижнехетской Нх-III-IV свит). Смешение этих вод создает риск солевыведения кальцита. Увеличение доли воды поверхностного источника в смеси пластовых вод снижает риск солевыведения кальцита; из всех протестированных соотношений смешиваемых вод с повышением температуры выше 40 °С в условиях разгазирования и снижения содержания растворенного углекислого газа в водной среде ниже 50 мг/л возможно выпадение кальцита.

Таким образом, смешение в системе ППД вод Ванкорского месторождения при температурах выше 40 °С в условиях разгазирования и снижения содержания растворенного углекислого газа в водной среде ниже 50 мг/л способно вызвать осадкообразование кальцита.

Для предупреждения осадкообразования рекомендуется применение ингибиторов солеотложения. На рисунке 1 приведены результаты расчета индекса насыщения кальцитом для условий пласта НХ (32 °С, 61 °С, 16 МПа и 27 МПа соответственно), для зоны УЭЦН (40 °С, 70 °С соответственно и 0,8 МПа) и условий устья скважины (10 °С и 0,4 МПа) в зависимости от обводнённости флюида. Расчётные данные показали, что в процессе разработки потенциал солеотложения добываемой воды, особенно в зоне УЭЦН достаточно высок. Причем для добываемой воды из пласта Як вплоть до 80 % обводнённости, а для воды из пласта НХ во всем диапазоне изменения обводненности. Индекс насыщения показывает только склонность добываемой воды к солеотложению, 11 в реальных условиях реализация потенциала солеобразования будет определяться дебитом скважины, забойным давлением и способом добычи.

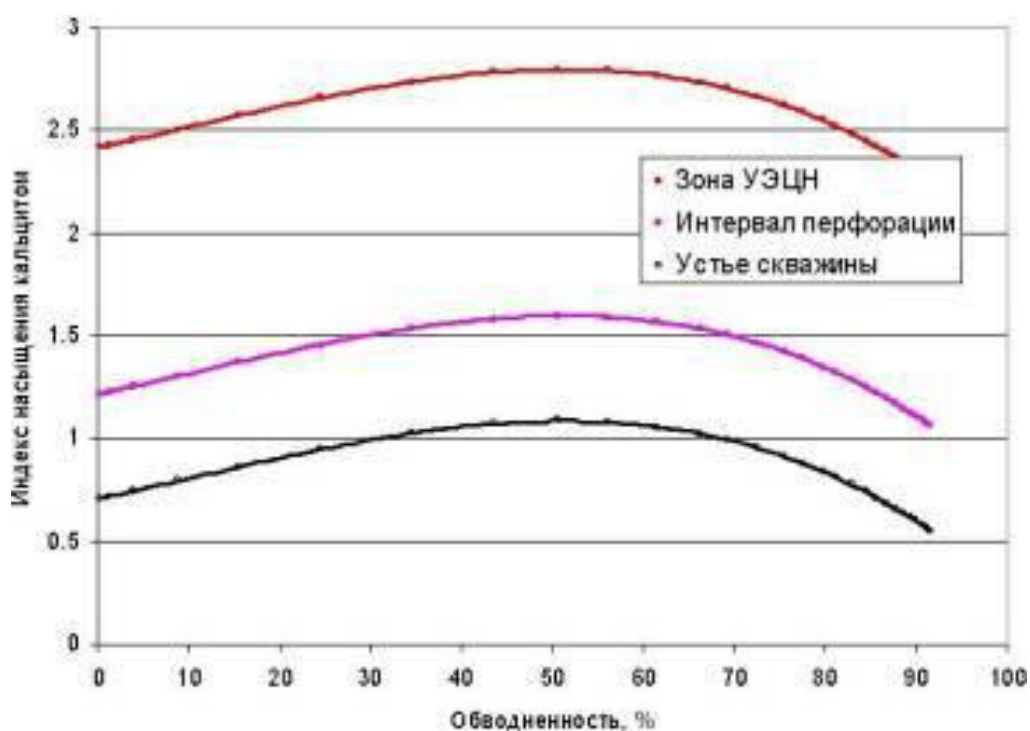


Рисунок 1 – Зависимость индекса насыщения добываемой воды кальцитом от обводнённости продукции для пласта НХ в ПЗП, на УЭЦН и на устье скважины

На модельных растворах вод, отличающихся склонностью к солеобразованию кальцита в условиях повышенных температур, пластовой воде нижнехетской НХ-III-IV свиты и модельной смеси вод объёмного соотношения, % - яковлевская: нижнехетская НХ-I : нижнехетская НХ-III-IV : наоновская : озёрная = 45:5:20:25:5 (модель № 5), были протестированы три ингибитора, широко применяемые для предупреждения солеотложения в практике нефтедобычи – Акватек 511М (НПК «Интертап», г. Казань), Ипроден С-1 (ООО «Экспериментальный завод «Нефтехим», г. Уфа), Descum-2D-3611С (ГК «Миррико», г. Казань). Эффективность ингибиторов по предотвращению выпадения карбоната кальция из растворов представлена в таблице 2.

Применение ингибиторов солеотложения позволяет повысить солевую стабильность водных систем Ванкорского месторождения и предотвратить выпадение кальцита.

Реагент	Дозировка мг/л	Модель пластовой воды (МПВ), мг/л	
		Нижнехетская НХ III-IV свита	Смешанная вода, модель № 5
1	2	3	4
	Ca <sup>2+</sup>	160,8	301,2
	HCO <sup>3-</sup>	871	500,2
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	37,3	16,2
	Mg <sup>2+</sup>	31,4	56,6
	Na <sup>+</sup>	3677	3681,1
	Cl <sup>-</sup>	5523,9	5943,8
Эффективность ингибирования при 60 °С, %			
Descum 2D-3611C (pH = 9,71)	5	79	76
	10	90	80
	20	93	93
	30	97	97
Ипроден С-1	5	85	77
	10	91	89
	20	94	94
	30	97	97
Акватек 511М	5	84	76
	10	91	81
	20	94	94
	30	97	96
Эффективность ингибирования при 90 °С, %			
Descum 2D-3611C (pH = 9,71)	5	73	69
	10	84	74
	20	89	86

1	2	3	4
Descum 2D-3611C (pH = 9,71)	30	91	91
Ипроден С-1	5	76	70
	10	87	80
	20	89	88
	30	92	91
Акватек 511М	5	75	70
	10	87	75
	20	88	88
	30	92	90

Таблица 2 – Эффективность ингибирования солеотложения кальцита

Результаты коррозионных испытаний ингибиторов солеотложения представлены в таблице 3.

Таблица 3 Коррозионная агрессивность ингибиторов солеотложения

Ингибитор солеотложения	Концентрация товарной формы, %	Продолжительность опыта, час	Скорость коррозии, г/м <sup>2</sup> час
Ипроден С-1	100	6	0,15
Акватек 511 М	100	6	0,03
Descum 2D-3611C	100	6	0,04

Для предупреждения солеотложения при температуре  $\leq 60$  °С ингибиторы солеотложения марок Акватек 511М, Ипроден С-1, Descum-2D-3611C рекомендуется использовать в постоянной дозировке 20 мг/л (г/м<sup>3</sup>), при температуре  $\geq 90$  °С ингибиторы солеотложения рекомендуется использовать в постоянной дозировке 30 мг/л (г/м<sup>3</sup>). Все испытанные ингибиторы (Акватек 511М, Ипроден С-1, Descum-2D-3611C) отличаются низкой коррозионной агрессивностью и могут применяться в блоке реагентного хозяйства БРХ по технологии постоянного дозирования.

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

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

Для предотвращения отложения карбоната кальция в нефтепромысловом оборудовании рекомендуется применение технологических и химических способов.

Значительный эффект по снижению интенсивности отложения солей дает селективная изоляция обводнившихся пропластков продуктивного пласта, поскольку при сокращении притока воды, перенасыщенной солями, уменьшается и интенсивность отложения солей.

Одним из способов повышения работоспособности оборудования в условиях солеотложения является применение различных покрытий

поверхности, соприкасающейся с жидкостью. Имеется положительный опыт применения покрытий НКТ стеклом, эмалями, лаками. Применение в условиях солеотложения центробежных колес и направляющих аппаратов ЭЦН, рабочие поверхности которых покрыты пентапластом или изготовлены из полиамидных составов с покрытиями эпоксидной смолой, фторопластом, пентапластом с графитом и алюминием, жидкокристаллическим полимером (ЖКП) позволяет увеличить наработку на отказ скважинных насосов.

Вышеизложенные данные приводят к следующим выводам.

Наиболее эффективным способом предотвращения солеобразования в нефтепромысловом оборудовании является химический с использованием реагентов-ингибиторов.

Для защиты от солеотложения призабойной зоны пласта, НКТ добывающих скважин и насосного оборудования ингибитор должен вводиться в водонефтяной поток до зоны выпадения солей. В мировой практике для защиты от солеотложения призабойной зоны пласта добывающих скважин, в особенности, в условиях глушения скважин в процессе ремонта тяжелыми хлоркальциевыми растворами рекомендуются технологии задавливания ингибитора в пласт и закачка ингибитора в систему ППД месторождения. Для защиты от солеотложения насосного оборудования и лифта скважин предпочтительно использование непрерывного дозирования ингибитора в затрубное пространство скважины с помощью наземных дозирующих устройств, периодического дозирования в затруб, задавливания ингибитора в пласт с периодическим подливом в затрубное пространство, погружных скважинных контейнеров-дозаторов с ингибиторной композицией. При проведении капитального ремонта скважин КРС ингибитор солеотложения рекомендуется добавлять в растворы глушения (с предварительным анализом совместимости систем).

В качестве ингибиторов для защиты скважин и трубопроводов (нефтесбор и водоводы низкого давления) от солеотложения рекомендуются реагенты в следующих эффективных дозировках (г/м<sup>3</sup> попутно-добываемой воды):

- Descum 2D-3611C не менее 20;
- Ипроден С-1 не менее 20;
- Акватек 511М 20 – 30.

## **1.2 Выпадение асфальто-смоло-парафиновых отложений и методы борьбы с ними в процессе нефтедобычи**

Выпадение асфальто-смоло-парафиновых веществ (АСПВ) в эксплуатационных скважинах и наземных коммуникациях приводит к снижению дебита добывающих скважин, пропускной способности нефтепроводных коммуникаций и другим нежелательным последствиям. Основным критерием, характеризующим выпадение АСПВ, является температура насыщения нефти парафином.

На выпадение парафина из нефти влияет содержание растворенного газа, которое в нефти изменяется от максимального значения, при давлении насыщения нефти газом, до минимального на устье скважины, где температура насыщения нефти парафином максимальная. С помощью программного пакета TUWAX (уравнение состояния Соава-Редлиха-Квонга, модель для парафина идеальная) с учетом среднего содержания парафина в пробах нефти со скважин яковлевского (содержание парафина 0,9 % мас.) и нижнехетского (содержание парафина 4 % мас.) горизонтов были рассчитаны температура насыщения нефти парафином в зависимости от давления (рисунок 2 и 3).



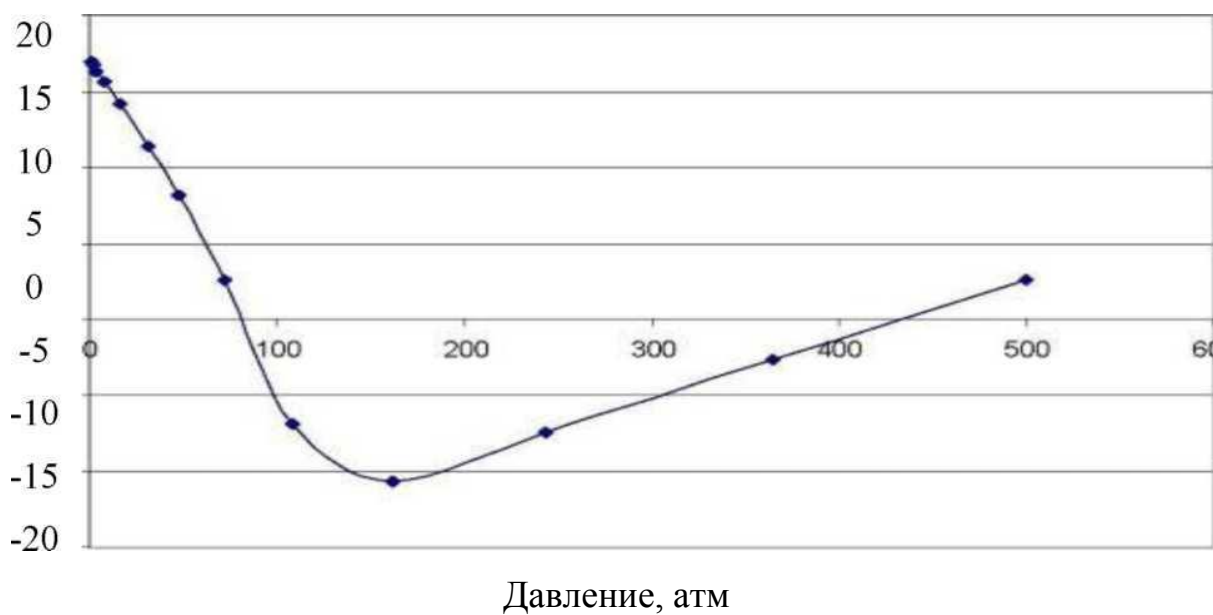


Рисунок 2 – Зависимость температуры насыщения нефти парафином нефти яковлевского горизонта (содержание парафина 0,88 % мас.) [40]

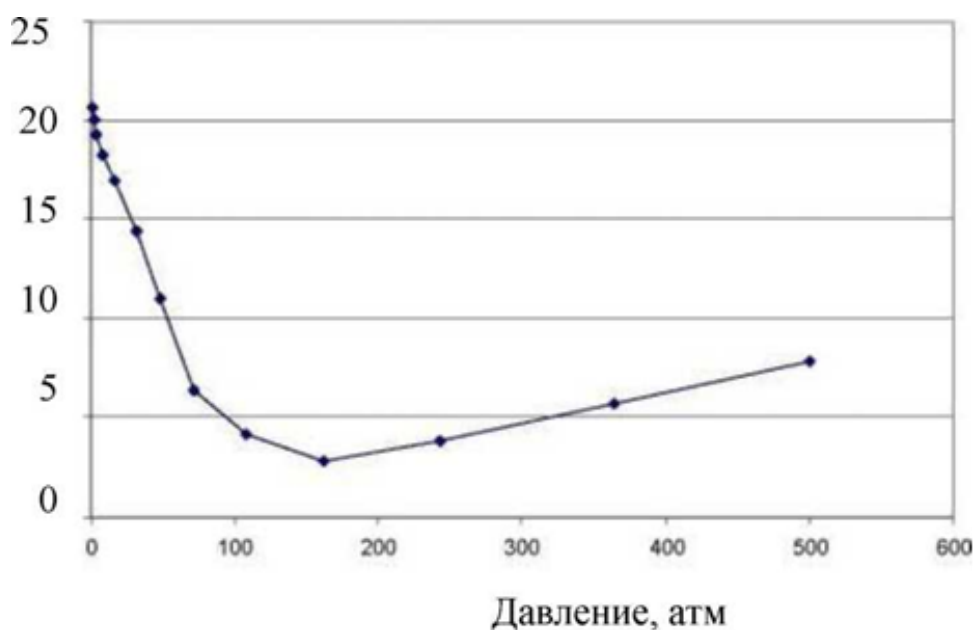


Рисунок 3 - Зависимость температуры насыщения нефти парафином нефти нижнехетского горизонта НХ-III-IV (содержание парафина 4 % мас) [40]

В таблице 4 приведены расчётные данные температуры насыщения нефти парафином для яковлевского и нижнехетского горизонтов.

Таблица 4 - Температура насыщения нефти парафином (TUWAX, EQUATION OF STATE MODEL: SRK, PARAFFIN MODEL: IDEAL)

Горизонт	Температура насыщения нефти парафином, °С (расчет), P = 1 МПа	Температура насыщения нефти парафином при давлении разгазирования, °С (расчет)	Температура насыщения нефти парафином (эксперимент), °С
яковлевский горизонт	6,8	-4,3	<6
нижнехетский горизонт, Нх3-4	20,6	3	21

Для подтверждения корректности расчетов были выполнены эксперименты по определению температуры насыщения нефти парафином фотометрическим методом по ОСТ 39.034-76 (фотометрическая ячейка, модуль установки измерения насыщения-1 (УИН-1)), результаты которого приведены в таблице 4.

Для пробы нефти нижнехетского горизонта температура насыщения нефти парафином отнесена к 21 °С, что хорошо согласуется с расчетными данными.

Массовая доля парафина в твердом состоянии, который образуется из нефти яковлевского и нижнехетского горизонтов при различных температурах, была рассчитана при помощи программы TUWAX (Университет Талса, Хьюстон).

Анализ результатов, представленных в таблице 4, позволяет сделать вывод о том, что нефть нижнехетского горизонта при температурах выше 26 °С будет недонасыщена парафином и риск образования твёрдой фазы парафина, при этих температурах отсутствует. Температуру 26 °С следует принять за нижний

предел проведения процессов транспорта и деэмульсации с точки зрения недопущения рисков парафинообразования и, следовательно, увеличения времени разделения водо-нефтяной эмульсии. На основании изобары фазообразования для нефти нижнехетского горизонта при  $t = 25 \text{ }^\circ\text{C}$  образуется 0,015 % мас. парафина, что сопоставимо и даже превышает концентрацию деэмульгатора, используемого для разделения водо-нефтяной эмульсии. Это может многократно снизить эффективность и время разрушения эмульсии.

Следует заметить, что фазообразование парафина из нефти обратимый процесс. Если при кратковременном снижении температуры ниже температуры насыщения нефти парафином ( $t_{нп}$ ) имеет место образование твердой фазы парафина в объёме нефти, то последующий нагрев нефти до температуры  $t_{нп} + 10 \text{ }^\circ\text{C}$  позволит растворить твёрдый парафин в нефти за относительно короткое время.

Риск отложения асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) в НКТ определяется температурой добываемого флюида. Равенство температуры насыщения нефти парафином с температурой стенки НКТ отложение АСПО является необходимым условием начала парафинизации НКТ. Расчёты выполненные на программном комплексе SPOW (ООО «РН-УфаНИПИнефть») позволяют определить зону начала выпадения парафина. Исходными параметрами для расчётов являются дебит, обводнённость, конструкция скважины, способ добычи, параметры флюида и содержание тяжелых компонентов нефти (асфальтенов, смол и парафинов). В таблице 5 приведены результаты расчёта глубины начала отложения парафина и температуры начала выпадения парафина в зависимости от содержания парафина в нефти для скважины с дебитом 100 м<sup>3</sup>/сут и обводнённостью 5 %.

Как видно из данных приведенных в таблице 5 риск отложения АСПО определяется в основном содержанием парафина в добываемой нефти. Эти данные можно использовать для предварительного прогноза риска парафинизации скважины. Для более точного расчёта необходимо использовать программный комплекс SPOW. [40]

Таблица 5 – Результаты расчёта

Содержание парафина, % масс.	Температура насыщения нефти парафином, °С	Глубина начала отложения, м	Температура начала выпадения парафина, °С
4	21	0	
5,5	30	210	24
6,8	35	406	28,6
7,5	37	485	30,4
8,7	40	603	33,2
10	42	682	35,0
12	45	800	37,8
14	47	879	39,7

Таким образом, при транспорте и подготовки нефти нижнехетского горизонта и их смесей с нефтью яковлевского горизонта температура нефти должна быть не менее 26 °С.

При возникновении осложнений для удаления АСПО из эксплуатационных скважин рекомендуется использовать промывки НКТ горячей нефтью с растворенным ингибитором парафиноотложения. Депарафинизация НКТ горячей нефтью осуществляется без остановки скважины, когда теплоноситель подаётся в затрубное пространство между обсадной и эксплуатационной колоннами. Из-за значительных потерь тепла через обсадную колонну в грунт для повышения эффективности тепловых обработок необходимо увеличивать температуру теплоносителя до 120 °С и его расход до 60 м<sup>3</sup>.

Введение с состав горячей нефти 0,5-1,0 % ингибитора парафиноотложения позволяет повысить отмывающую способность раствора и предотвратить повторное осаждение парафина из остывающей нефти.

Уменьшение расхода горячей нефти и времени проведения депарафинизации можно достичь включением в компоновку НКТ

циркуляционного обратного клапана. Клапан предназначен для создания циркуляции между затрубным пространством НКТ и внутренней полостью. Установка клапана предпочтительна на глубине ниже интервала образования АСПО на 50-100 м. Установку клапанов, изготовленных в варианте муфт, предлагается проводить в процессе спуска НКТ между трубами на необходимой глубине. Следует отметить, что в данном случае эксплуатационная скважина должна быть оборудована пакером.

Ряд технологических мероприятий позволяет, если не полностью предотвратить, то значительно снизить интенсивность парафинизации. Спуск хвостовиков под насос, оборудование приема насоса различными газовыми якорями при погружении насоса под динамический уровень на 500-600 м, герметизация затрубного пространства насосных скважин для предотвращения улетучивания газа и лёгких фракций нефти, перевод скважин с периодической эксплуатации на непрерывную и создание противодавления на устье скважины позволяют намного снизить интенсивность отложения парафина.

Эффективно использование для депарафинизации НКТ электрических кабелей или погружных электронагревателей, постоянно находящихся в скважине и включаемых на период очистки.

Для ликвидации парафиновых пробок в скважинах эксплуатирующихся УЭЦН, возможно применение ручных лебедок со скребками различных конструкций, "греющихся снарядов" на кабеле.

Для удаления АСПО из нефтепроводных коммуникацией рекомендуется очистка трубопровода с помощью термохимических составов.

Для предотвращения выпадения АСПО повышают дебит скважины до парафинобезопасного, при котором на всей протяженности НКТ из-за увеличения скорости потока температура добываемой пластовой продукции выше температуры ее насыщения парафином. В промысловых условиях это достигается увеличением проницаемости ПЗП обработкой реагентами, либо проведением гидроразрыва пласта. При неизменном дебите увеличения скорости потока можно достичь уменьшением диаметра лифтовых труб.

Эффективно использование для предотвращения выпадения АСПВ теплоизолированных лифтовых труб и труб с внутренним стеклоэмалевым покрытием для снижения адгезии АСПО. Для предупреждения АСПО возможно использование химических реагентов – ингибиторов.

Технологическая эффективность ингибиторов достигается при дозировке их в нефть в расчете 200-300 г на 1 т нефти. Как правило, в течение первых 10 дней ингибитор в скважину подается в режиме “ударной дозировки”, которая в 5-10 раз превышает оптимальную. Для обеспечения надежной и быстрой доставки ингибитора к приему насоса или на забой скважины его целесообразно подавать в поток нефти, частично перепускаемой из выкидной линии в затрубное пространство. Целесообразно перепускать до 10 % добываемой продукции, но не более 3-4 м<sup>3</sup>. При реализации данной технологии должно быть обеспечено постоянное обслуживание и регулирование технических средств на определенный расход ингибитора.

При невозможности обеспечения вышеперечисленных условий для ингибиторной защиты может быть применена технология периодической подачи реагента в скважину с помощью цементируемых агрегатов ЦА-320 и ЦА-320М (Азинмаш), которая включает монтаж, опрессовывание нагнетательной линии от агрегата к затрубному пространству скважины. Перед закачиванием ингибитора в скважину необходимо:

- остановить скважину, снизить давление в затрубном пространстве путем перепуска из него газа в выкидную линию, используя для этих целей перепускной клапан на устьевой арматуре;

- вместо пробки на планшайбе устьевой арматуры вернуть вентиль со шлангом для отвода возможного избытка газа, скапливающегося в затрубном пространстве в период проведения работ.

Объем закачиваемого ингибитора в скважину для одноразовой обработки рассчитывается с учётом суммарного количества нефти в затрубном пространстве и в трубах и должен составлять не менее 5 и не более 8 % от суммарного количества нефти. После задавливания ингибитора в затрубное

пространство скважину запускают в работу “на себя”, продолжительность которой составляет в среднем 6 часов. Затем скважина запускается в работу в регламентном режиме.

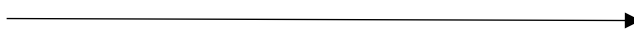
Для предотвращения отложений АСПВ в скважинном оборудовании рекомендуется применение ингибиторов СНПХ-2005, ПМА Д-210, ФЛЭК ИП-1007, ХПП-007 и др.

Вышеизложенные данные приводят к следующим выводам.

Анализ экономической эффективности способов защиты скважин от АСПО показывает, что наиболее рентабельны технологии удаления АСПО с использованием механических скребков. По экономической эффективности способы борьбы с АСПО располагаются в следующий ряд:

Применение скребков с приводом от передвижной транспортной базы	Электрообогрев с монтажом греющего кабеля с внешней стороны НКТ	Депарафинизация АДП	Химическое ингибирование
---	---	---------------------	--------------------------

Снижение рентабельности



## **2 Основные осложняющие факторы при эксплуатации скважин погружными насосами**

Проблема эксплуатации скважин в осложнённых условиях является одной из важнейших при механизированной добыче нефти. В работах [1, 2] отмечается важность изучения механизма явлений, связанных с присутствием песка в стволе скважины. Согласно [2], к осложненным условиям при насосной добыче относятся высокая вязкость нефти, эмульсии, парафинообразование, солеобразование, коррозия, наличие песка, газа и т.д.

Авторы работы [3] обращают внимание на такие осложнения, как образование эмульсий, отложение неорганических солей, асфальто-смоло-арафиновые отложения, механические примеси в добываемой продукции. Факторами, влияющим на работу УЭЦН в нефтяных скважинах, являются, согласно [4], свободный газ, вода, отложения солей и парафина, наличие механических примесей в добываемой из пласта жидкости. Их можно объединить согласно [4] в группу геологических причин, поскольку своим происхождением они обязаны условиям формирования нефтяной залежи. Методы добычи нефти из скважин, особенно такие, как интенсификация, поддержание пластового давления, повышение нефтеотдачи, являясь по своей сути технологическими приёмами, несомненно, воздействуют на геологические осложняющие факторы, ослабляя или усиливая их [4]. В отдельную группу можно выделить причины, обусловленные конструкцией скважин и погружных насосных установок. Это внутренний диаметр эксплуатационных колонн, кривизна скважин, исполнение узлов и деталей погружных установок. Перечисленные выше осложнения, воздействуя порознь или совместно, серьёзно ухудшают технико-экономические показатели эксплуатации скважин, оборудованных погружными насосами [4].

Ввод в разработку месторождений, содержащих нефти с высоким газовым фактором [5, 6, 7], вызвал существенный рост осложнений, связанных с влиянием свободного газа на работу ЭЦН. К такому же эффекту приводит



применение газовых методов повышения нефтеотдачи пластов и закачка двуокиси углерода [7]. Острейшей проблемой является эксплуатация осложнённых скважин юрских и ачимовских пластов с прорывами значительных объёмов свободного газа при снижении динамического уровня [8].

Интенсификация добычи нефти, связанная со значительным снижением забойных давлений, привела к появлению целого комплекса осложнений – засорение и износ рабочих органов ЭЦН абразивными частицами горных пород и проппанта после гидроразрыва, отложения солей в проточной части и на корпусных деталях УЭЦН, перегревы и отказы узлов по температуре, усиление вредного влияния свободного газа [9, 8, 10]. Увеличение напоров насосов и мощностей погружного электродвигателя (ПЭД), необходимое для интенсификации, привело к значительному росту длин установок ЭЦН – до 50 метров и более, что заметно снизило надежность, особенно в искривлённых скважинах. Увеличение глубин спуска УЭЦН резко усилило негативное влияние фактора температуры. Скважины, в которых УЭЦН эксплуатируются в периодическом режиме со срывами подачи из-за вредного влияния свободного газа и низкого притока, составляют значительную часть фонда. Проблема эксплуатации периодических скважин УЭЦН стала весьма серьёзной [11]. Возросла доля скважин часто ремонтируемого фонда, существенно снизились межремонтный период и наработка на отказ. Кроме того, многие осложнённые скважины находятся в бездействии, поскольку серийным насосным оборудованием освоить их не удастся. Даже если нефтедобывающие предприятия географически расположены недалеко друг от друга, у них могут быть свои проблемы и факторы, осложняющие работу погружных насосных установок. Так, месторождения ОАО «Варьёганнефтегаз» характеризуются наличием высокого газового фактора и значительными температурами пласта, а специалисты ООО «СП «Ваньёганнефть» постоянно сталкиваются с проблемами выноса механических примесей и коррозии. Проблемные пласты (ПК-1,2), в скважинах которых наработка УЭЦН составляет всего около 100

суток, имеются и на Самотлоре [12]. Анализ причин отказов скважинного оборудования УЭЦН показал [13], что за последнее время существенно возросли аварийные отказы, получившие название «полёт ЭЦН», с расчленением погружных насосных агрегатов или колонны насосно-компрессорных труб, после которого происходит падение частей или всего агрегата на забой скважины. Одной из основных причин такого рода аварий, как показано в [13], является повышенная вибрация насосных агрегатов. Уровень вибрации зависит от конструкции, качества изготовления и особенностей режимов работы погружных насосных установок [13]. Повышенное содержание механических примесей, вызывающее ускоренный износ, и расположение погружного агрегата в зоне большой кривизны способствуют увеличению вибрации, что негативно сказывается на величине наработки на отказ. Исследования [14] насосных секций нескольких конструктивных исполнений на жидкости с абразивом показали, что при прогрессирующем радиальном износе вибрация изменяется нелинейно во времени. Сначала она нарастает в малом темпе, а затем происходит её резкое увеличение. При прогрессирующем осевом износе вибрация растёт незначительно. Распределение суммарного износа по длине насоса зависит при прочих равных условиях от конструктивных особенностей секции и наличия в её составе износостойких промежуточных и концевых подшипников. Согласно [14], в качестве предельной допустимой величины радиального износа следует принимать такое значение, при котором происходит резкое увеличение виброскорости до 80-120 мм/с или снижение развиваемого насосом давления на 15-20 %.

К серьёзным осложняющим факторам следует отнести также тяжелый вывод на режим после глушения при подземных ремонтах и падение коэффициентов продуктивности скважин из-за глушения и низких забойных давлений. В работе [13] отмечается, что такие факторы, как обводнённость, пластовое давление, коэффициент продуктивности, газовый фактор, буферное давление, гидравлическое сопротивление в НКТ, изменяются во времени, что

существенно влияет на режимы работы ЭЦН. Изменения могут происходить как монотонно, так и достаточно резко. Коэффициент продуктивности скважин при небольшом обводнении резко падает, достигая минимума при обводнённости 50-60 %, а затем начинает возрастать, но не достигает значения, соответствующего нулевой обводнённости [15, 13].

Установка бесштангового погружного электровинтового насоса (УЭВН) Schlumberger-KUDU представляет собой полнокомплектную установку электровинтового насоса (ЭВН) с тихоходным вентильным электродвигателем (ВЭД), разработанную для применения в скважинах с низким дебитом и высокой концентрацией взвешенных частиц (КВЧ). Номенклатурный ряд винтовых насосов KUDU позволяет подобрать оптимальный типоразмер для добычи как высоковязких, так и легких нефтей в широком диапазоне обводненности продукции, что обеспечивает эффективное решение проблемы эксплуатации осложненного, малодебитного фонда, остро стоящую перед добывающими компаниями в настоящее время.

Следует отметить, что режимы разработки нефтяных месторождений практически никогда не бывают стационарными. С одной стороны, этому способствуют отключения кустовых насосных станций (КНС) системы поддержания пластового давления (ППД) из-за аварий и для производства ремонтных работ. С другой стороны, нестационарное заводнение с изменением направления фильтрационных потоков является эффективным методом увеличения нефтеотдачи и все шире сознательно применяется на промыслах. В рамках этого метода часто проводят плановые отключения системы заводнения на месторождении летом и усиленную закачку воды зимой. Вследствие существенной нестационарности процесса разработки месторождений добывные возможности скважин значительно меняются в течение довольно коротких промежутков времени, и подобрать серийный ЭЦН так, чтобы он эффективно работал в скважине весь свой период эксплуатации от запуска до отказа, становится в ряде случаев практически невозможно.

Повышение эффективности добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях является для нефтедобывающей промышленности России особо актуальной задачей. В данном подразделе кратко рассмотрены проблемы, вызванные кривизной скважин, отложениями парафина, солей, коррозией, высокой вязкостью, и возможные пути их решения.

Максимально-допустимая кривизна скважины при спуске установки определённого поперечного габарита определяется допустимой упругой деформацией материалов, из которых изготовлена установка. Величина максимально-допустимой кривизны скважины для спуска УЭЦН по нормативным документам российских изготовителей равна 2 на 10 м длины [16].

По тем же нормативным документам место подвески установки должно выбираться в скважине там, где установка не подвергается прогибу и как минимум вписывается в участок скважины.

На протяжении более чем полувековой истории эксплуатации УЭЦН на российских нефтепромыслах условия максимально-допустимой кривизны скважины для установок определённого поперечного габарита видоизменялись и уточнялись.

На начальном этапе условие вписываемости установки в скважину было установлено на основе анализа размеров различных установок, предназначенных для эксплуатации в соответствующих обсадных колоннах. Оно выражено следующим образом: темп набора кривизны ствола скважины не должен быть более 3 минут на 10 м длины. Это было получено для комбинации с минимальным зазором между погружным агрегатом и эксплуатационной колонной. Для большинства других комбинаций «установка-скважина» условия вписываемости установки могли соблюдаться при темпах набора кривизны, больших 3 минут на 10 м длины.

В ряде случаев при подборе УЭЦН встречаются следующие ситуации. В наклонно-направленной скважине по инклинограмме найден участок, в который спускаемая установка без НКТ может разместиться без её прогиба. Но

при расчете оказывается [16], что установка с НКТ имеет определенный прогиб. Известно, что наработка установки с прогибом будет существенно ниже, чем без прогиба. Поэтому спуск установки и выбор места установки в наклонно-направленной скважине должны быть выполнены с расчетом прогиба установки совместно с НКТ длиной не менее 20 м [16].

В работе [17] показано, что кроме габаритных размеров насосной установки и внутреннего диаметра эксплуатационной колонны, значения допустимой кривизны ствола в интервале подвески ЭЦН зависят от зенитного угла и от характера профиля (роста или спада зенитного угла). При наклоне ствола скважины более 30 градусов значение допустимой кривизны можно принять 3' на 10 м. В интервале набора зенитного угла значение допустимой кривизны меньше, чем в интервале снижения зенитного угла, из-за веса НКТ, создающего дополнительный изгибающий момент, имеющий максимальные значения при наклоне ствола от 5 до 30 градусов.

В наклонных скважинах погружной насосный агрегат расположен эксцентрично относительно оси эксплуатационной колонны. В работе [18] проведены теоретические исследования, показавшие, что величина эксцентриситета отрицательно влияет на температурный режим ПЭД, и это необходимо учитывать при эксплуатации УЭЦН в искривлённых скважинах.

В ряде случаев разработка и эксплуатация залежей нефти сопровождается процессом солеобразования и отложением солей в различных элементах добывающей системы. Процесс этот достаточно сложный, обусловлен не только природными и техногенными условиями, но зависит и от большого количества факторов.

Регулирование пластового давления путем заводнения является технологической основой разработки практически всех нефтяных месторождений Российской Федерации и именно поэтому чрезвычайно важно знать причины и кинетику изменения химического состава закачиваемых вод при взаимодействии с породой пласта-коллектора и пластовыми флюидами. Известно, что при заводнении процесс выпадения солей активизируется. При

этом в добывающие скважины попутно с нефтью поступают различные по своему солевому составу воды, часто отличающиеся от закачиваемых в залежь и подстилающих ее пластовых вод.

В процессе заводнения различных залежей нефти пресными водами одинакового состава химический состав смешанной воды при обводнении добывающих скважин независимо от возраста залежи и свойств пластов коллекторов меняется в диапазоне минерализаций от закачиваемой до пластовой воды и не является результатом лишь прямого объемного смешения.

Изменение термобарических условий в различных элементах системы, а также смешение химически несовместимых вод приводит к выпадению неорганических осадков из пересыщенных солями растворов. Если процесс насыщения солями вод является природным процессом, то образование солевых отложений в значительной степени является техногенным последствием.

Взаимодействие пластов-коллекторов и пластовых жидкостей с закачиваемой в залежь водой в процессе регулирования пластового давления приводит к формированию определенного химического состава ее. Для многопластовых залежей воды различных пропластков могут иметь различный химический состав и быть химически несовместимыми; при смешении таких вод будут образовываться солевые осадки в призабойной зоне скважины. Дальнейшее движение смешанных вод в скважине связано с изменением давления и температуры, разгазированием продукции, появлением относительных скоростей фаз, которые провоцируют выпадение вторичных осадков солей в скважине. При этом воды поступают на устье скважины с иным соотношением солеобразующих ионов. Известно, что при определенных поверхностных условиях пересыщенные солями растворы могут длительное время оставаться стабильными, не проявляя склонности к солеобразованию. Однако равновесие солевого раствора может нарушаться вследствие попадания в него механических примесей и продуктов коррозии, являющихся центрами

кристаллизации; различных химических обработок в системе подготовки нефти и других явлений.

На процесс солеотложений, наряду с условиями, характеризующими свойства солевых растворов, значительное влияние оказывают технологические особенности разработки залежей, например, система регулирования пластового давления путем заводнения (состав, объемы и давления закачиваемых вод).

В этих условиях основным источником солеотложения являются смеси пластовых (нативных) и попутно добываемых с нефтью в результате заводнения вод.

Для полного представления о причинах и условиях солеобразования в процессе добычи нефти важно знать гидрохимические закономерности изменения вод.

Как уже отмечалось, при вскрытии продуктивного горизонта призабойная зона скважины может насыщаться фильтрами различных растворов, а также различными по свойствам жидкостями. К основным причинам выпадения и отложения солей в призабойной зоне скважины (ПЗС) относятся нижеизложенные причины.

Химическая несовместимость, например, фильтрата бурового (глинистого) раствора с пластовой или связанной водой. Практикой установлено, что пластовые воды многих нефтяных месторождений представлены рассолами хлоркальциевого типа. Вследствие обработки бурового раствора химическими реагентами и постоянного их контакта со шламом фильтрат буровых растворов обогащается сульфатами, концентрация которых достигает 1 %. Смешение пластовых вод с фильтрами приводит к образованию и выпадению в осадок труднорастворимых неорганических солей.

Изменение рН и химического состава пластовых вод при их смешении с другими водами (например, используемых при режиме поддержания давления (РПД) заводнением) и с фильтрами может привести к снижению растворимости солей в системе и выпадению их в осадок.

Массовая кристаллизация, обусловленная наличием пересыщенных солями растворов. Пересыщенные растворы отличаются нестабильностью, но в течение определенного времени могут существовать без изменений (индукционный период кристаллизации).

Выпавшие в осадок в ПЗС соли служат источником кристаллизации солей из пересыщенных пластовых вод в процессе нормальной эксплуатации скважин. Можно предположить, что данный механизм является существенным при формировании значительного количества солеотложений в ПЗС в процессе эксплуатации с соответствующим снижением дебитов добывающих скважин.

К настоящему времени вопросы прогнозирования и контроля солеотложений в различных элементах добывающей системы достаточно полно изучены.

Осложнения в эксплуатации скважин, связанные с выпадением АСПО на подземном оборудовании, присущи большинству месторождений как в России, так и за рубежом. Накопление АСПО приводит к снижению дебитов скважин и эффективности работы погружных насосных установок, а также к уменьшению межремонтного периода (МРП) скважин.

Асфальто-смоло-парафиновые отложения представляют собой сложные смеси, состоящие из парафинов, асфальто-смолистых соединений, силикагелевых смол, масел, воды и механических примесей [3, 5].

Парафины – углеводороды метанового ряда от  $C_{16}H_{34}$  до  $C_{64}H_{130}$ . В большинстве случаев парафины в пластовых условиях находятся в нефти в растворённом состоянии [3]. Однако в природе есть месторождения, нефти которых предельно насыщены парафином уже в пластовых условиях [19, 20, 21]. Для этих месторождений существует угроза выпадения парафина в пористой среде.

Нефти классифицируют в зависимости от содержания парафина на:

- малопарафиновые – менее 1,5% масс.;
- парафиновые – от 1,5 до 6% масс.;
- высокопарафиновые – более 6% масс. [3].



Высокомолекулярные парафины – церезины (от C<sub>16</sub>H<sub>34</sub> до C<sub>64</sub>H<sub>130</sub>) отличаются более высокими значениями температуры кипения, молекулярной массы и плотности.

В состав нелетучих, неоднородных по структуре асфальто-смолистых веществ, обладающих высокой молекулярной массой, входят азот, сера, углерод, водород и кислород. Содержание смолистых веществ в нефти возрастает при испарении лёгких компонентов и её окислении. Иногда к группе смолистых соединений относят и асфальтены – порошкообразные вещества бурого или коричневого цвета с плотностью более 1000 кг/м<sup>3</sup>. В асфальтенах содержится (% масс.): углерода – 80-86, водорода – 7-9, серы – до 9, кислорода – 1-9 и азота – до 5 [3]. Асфальтены являются наиболее тугоплавкой и малорастворимой частью отложений тяжёлых компонентов нефти.

Основной причиной отложения АСПО является изменение термобарических параметров течения газожидкостной смеси в скважинах. Выпадение парафина определяется температурой, давлением скоростью течения скважинной жидкости, при этом основным фактором является температура. Отложение парафина в подземном оборудовании невозможно при устьевых температурах, превышающих температуру начала выпадения парафина. Глубина начала выпадения парафина соответствует отметке, где температура скважинной продукции становится меньше температуры выпадения парафина. Практика добычи парафиновых нефтей показывает, что наиболее интенсивно парафин откладывается на внутренней поверхности колонны НКТ. Многочисленные промысловые исследования показали, что характер распределения парафиновых отложений в подъемных трубах различного диаметра примерно одинаков. Толщина отложений постепенно увеличивается от начала их образования на глубине 500-900 м и достигает максимального значения на глубине 50-200 м от устья, затем уменьшается до 1-2 мм в области устья [5]. Для малодебитных скважин глубина начала выпадения парафина по ряду месторождений России достигает значений 1000-1700 м и более. В работе [4] отмечается, что частым видом отказа УЭЦН

является запарафинивание приема и входных ступеней насоса. Парафин создает большие осложнения при подземном ремонте скважин, так как при подъеме насоса парафин соскребается со стенок, образуя пробку. При этом вся жидкость, находящаяся сверху пробки, выливается на поверхность, загрязняя устье и прилегающую площадку. В ряде случаев уплотненный парафин не позволяет извлечь насос.

Парафинизация технологического оборудования является одной из актуальных проблем в нефтедобывающей промышленности. При эксплуатации нефтяных скважин отложения парафина в НКТ приводит к уменьшению сечения труб и, как следствие, к значительному снижению производительности добычи нефти и увеличению расхода электроэнергии при ее откачке. Решение задачи по предотвращению формирования и очистки от АСПО позволит снизить текущие и капитальные затраты при добыче нефти.

Сложности борьбы с отложениями АСПО связаны со слабой изученностью механизма их формирования, которая до сих пор находится в дискуссионном состоянии. Согласно теории кристаллизации, отложение парафинов, асфальтенов и смол происходит на активных центрах кристаллизации как внутри объема жидкости, так и на стенках НКТ. Нефть в процессе подъема к устью скважины обволакивает металлическую поверхность НКТ и всплывает вверх, касаясь металла. В результате при хорошей гидрофобности металлической поверхности НКТ на последней отлагаются парафинсодержащие фракции. Предотвращение парафинизации НКТ может быть достигнуто за счет гидрофилизации (несмачиваемости нефтью) поверхности НКТ либо путем создания искусственных активных центров внутри объема жидкости [16].

В настоящее время основными методами борьбы с отложениями АСПО в мировой практике являются [16, 22, 23, 3, 5, 24, 4]:

- промывка скважин горячей нефтью;
- обработка скважин ингибиторами, либо химическими реагентами и горячей водой (гидрохимический способ);

- применение скребковых инструментов (механический способ);
- применение футерованных НКТ за счет нанесения на их внутреннюю поверхность гранулированного стекла или эпоксидной смолы, полимерных материалов, тефлона и др.;
- применение бактерицидной защиты;
- применение магнитных методов защиты;
- применение специальных электронагревателей. Нагреватель опускают в колонну и подают на него напряжение. Тепловая энергия нагревателя передается разрушаемому и застывшим парафиновым отложениям в НКТ и расплавляет их;
- электроподогрев скважины и др.

В общем случае известно около двадцати различных способов борьбы с отложениями АСПО [16]. Общая классификация методов согласно [3] представлена на рисунк 4.



Рисунок 4 – Методы борьбы с АСПО

Другим видом осложнений при добыче нефти различными способами являются гидратные пробки в скважинах [5]. Газовые гидраты – кристаллические соединения, образующиеся при определённых термобарических условиях из воды и газа [25]. С вводом в разработку залежей с низко продуктивными коллекторами и высоким газовым фактором нефти резко интенсифицировался процесс выпадения отложений гидратов в скважинах. Особенно остро вопросы профилактики гидратообразования встают на месторождениях Заполярья.

В насосных скважинах гидратные пробки образуются как в НКТ, так и в затрубном пространстве. Наличие газа высокого давления в межтрубном пространстве при пропусках в резьбовых соединениях НКТ стимулирует пробкообразование как в НКТ, так и в межтрубном пространстве. Гидраты образуются при взаимодействии воды с газом по мере понижения температуры скважинной жидкости, движущейся в сторону устья. Гидраты откладываются на стенках подземного оборудования, образуя пробки. Интенсивность гидратообразования возрастает в скважинах с высоким газовым фактором.

При обводненности, близкой к точке инверсии, образуются стойкие эмульсии, которые в сочетании с парафиноотложением и гидратами создают высокое гидравлическое сопротивление течению скважинной жидкости.

Интенсивному накоплению гидратов и образованию пробок способствует зона вечной мерзлоты, уходящая на глубину 100-350 м.

Выпадение гидратов в непрерывно работающей скважине невозможно, если температура на устье превышает температуру гидратообразования. Максимальная глубина образования гидратов, определяемая температурой и давлением, составляет 500-700 м [16].

Поддержание по всей глубине скважины температуры выше температуры образования гидратов и выпадения парафинов позволяет решить проблему пробкообразования [16]. Повысить температуру можно с помощью нагревательного кабеля. В 80-х годах прошлого века кабельные системы электроподогрева для различных способов добычи нефти были разработаны,

исследованы и внедрены на промыслах Западной Сибири предприятием «ЗапСибНИИнефть» [22]. В дальнейшем работы по совершенствованию техники и технологии электроподогрева проводили ООО «ПермНИПИнефть», ОАО «Камкабель», ЗАО «Нефтяная электронная Компания», ООО «Псковгеокабель» и др.

Для осуществления электрического подогрева возможны два варианта: либо кабель прокладывается по внешней поверхности НКТ, либо самонесущий нагревательный кабель опускается внутрь НКТ.

Схема реализации электроподогрева кабелем, спускаемым через лубрикатор непосредственно в НКТ, не требует проведения подземного ремонта и остановки скважины. Процесс спуска кабеля соответствует стандартным работам с геофизическими приборами и выполняется аналогично. Кабель непосредственно соприкасается со скважинной жидкостью, которая быстро нагревается. Это позволяет реализовать периодический подогрев для профилактики пробкообразования.

Электроподогрев может осуществляться также кабелем, смонтированным с внешней стороны НКТ, вывод кабеля из скважины обеспечивается через стандартное сальниковое уплотнение, аналогичное используемых в скважинах, оборудованных УЭЦН. Этот способ основан в большей степени на компенсации теплотерь скважинной жидкости в парафиногидратоопасном интервале, поэтому, как правило, требуется непрерывная подача электроэнергии. Отсутствие движения жидкости в межтрубном пространстве гарантирует безаварийную длительную работу исправно смонтированной системы. Монтаж кабеля выполняется одновременно со спуском насоса, что существенно снижает стоимость работ.

Режимы работы нагревательных кабелей рассчитываются для каждой скважины отдельно в зависимости от дебита, геотермического градиента, глубины спуска насоса, температуры выпадения парафина и гидратов, давления на устье, обводненности, интервала выпадения отложений, вязкости скважинной жидкости, стоимости электроэнергии [16].

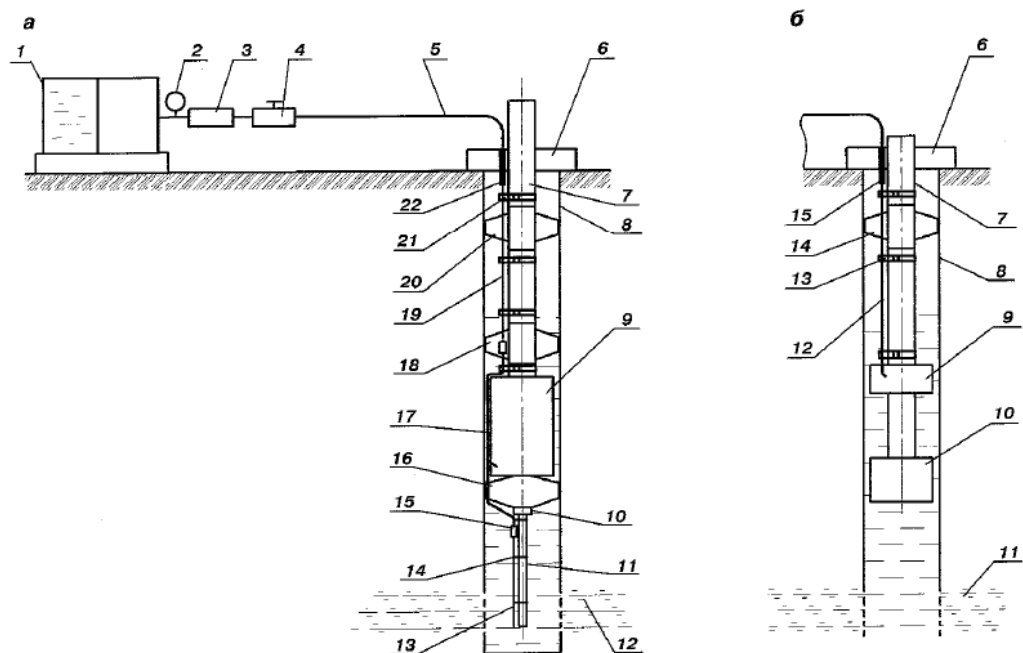
В работе [5] указано, что помимо тепловых методов, эффективны и химические методы предупреждения гидратообразования с помощью подачи в скважину ингибиторов различного типа – растворимых в воде нитратов, хлористого кальция, метанола и др.

Как было отмечено выше, во многих нефтедобывающих компаниях эксплуатация нефтяных скважин установками погружных насосов осложняется наличием АСПО, неорганических солей, сероводорода в добываемом пластовом продукте, образованием стойких эмульсий, коррозией оборудования. В ряде случаев осложнения носят комплексный характер и существующие методы борьбы и предупреждения образования отложений неэффективны [26]. Как показывает практика, для борьбы с вышеуказанными осложнениями при эксплуатации скважины наиболее целесообразно использование технологий, базирующихся на применении химических реагентов. При этом эффективность технологий существенно зависит от точной и надежной дозировки выбранного химического реагента в заданную точку скважины.

Применяемые в промышленной практике технологии, при которых химические реагенты заканчиваются в межтрубное пространство, не гарантирует постоянное и точное дозирование реагента на прием глубинного насоса. Это связано с высотой и колебаниями динамического уровня, плотностью нефти в затрубном пространстве выше приема насоса, наличием зоны разгазирования, плотностью химреагента, его растворимостью в нефти и другими факторами. В ОАО «АНК «Башнефть» разработаны конструкции и освоено производство нескольких видов капилляров (трубок) для подачи химреагентов в скважину с целью предупреждения образования отложений [26, 27]. Для скважин, оборудованных ЭЦН, создан специальный кабель с капиллярной трубкой, представляющий собой четырехжильный плоский бронированный кабель, предназначенный для питания погружного электродвигателя, содержащий дополнительно одну полую полиэтиленовую трубку. Также разработана трубка с оплеткой из стальных оцинкованных

провонок, которая может быть применена в составе установок штанговых глубинных насосов (ШГН) и ЭЦН.

Специалистами ОАО «АНК «Башнефть» разработана техническая документация на применение технологии по предупреждению осложнений в скважинном оборудовании с дозированием химреагентов в заданную точку скважины по капиллярному каналу при эксплуатации скважины с поверхностным штанговым приводом, а также с погружным электродвигателем. Обеспечивается доставка химреагента в требуемую точку ввода (на прием насоса, в зону перфорации и др.) с наиболее эффективной дозировкой. При этом реагент не расходуется на насыщение столба нефти в затрубном пространстве скважины, адсорбцию его на внутренней поверхности обсадной колонны и наружной поверхности НКТ. Обеспечивается наиболее экономичный расход реагента непосредственно на конкретные технологические цели (деэмульсацию, депарафинизацию, предупреждение или удаление солей и др.) и наибольшая эффективность его применения. Схема обустройства скважины, эксплуатируемой с применением УЭЦН, при дозировании химического реагента через капиллярную трубку приведена на рисунке 5.



а – в интервал ниже глубины спуска ЭЦН: 1 – установка дозирования химического реагента, 2 – манометр, 3 – обратный клапан, 4 – регулирующий клапан, 5 – линия подачи химического реагента, 6 – устьевая арматура, 7 – колонна НКТ, 8 – обсадная колонна, 9 – ЭЦН, 10 – переводник, 11 – штанга диаметром 19 мм или стальной трос с грузом-форсункой, 12 – продуктивный пласт, 13 – капиллярная трубка, 14 – хомуты, 15 – соединительные детали, 16, 18 – центратор ЭЦН, 17 – металлическая трубка, 19 – специальное погружное кабельное устройство СПКУ-301, 20 – центратор, 21 – пояс стальной, 22 – устьевой переводник; б – во внутреннюю полость НКТ в заданном интервале: : 9 – муфта специальная с клапаном, 10 – насос, 11 – продуктивный пласт, 12 – СПКУ или капиллярный рукав (КР), 13 – пояс стальной, 14 – центратор НКТ, 15 – устьевое соединение

Рисунок 5 – Схема размещения оборудования при подаче реагентов

По капиллярным устройствам возможно дозирование следующих химических реагентов [26]:

- ингибиторов коррозии,
- деэмульгаторов,
- ингибиторов солеотложений,
- ингибиторов парафиноотложений,
- растворителей,
- слабых растворов кислот.

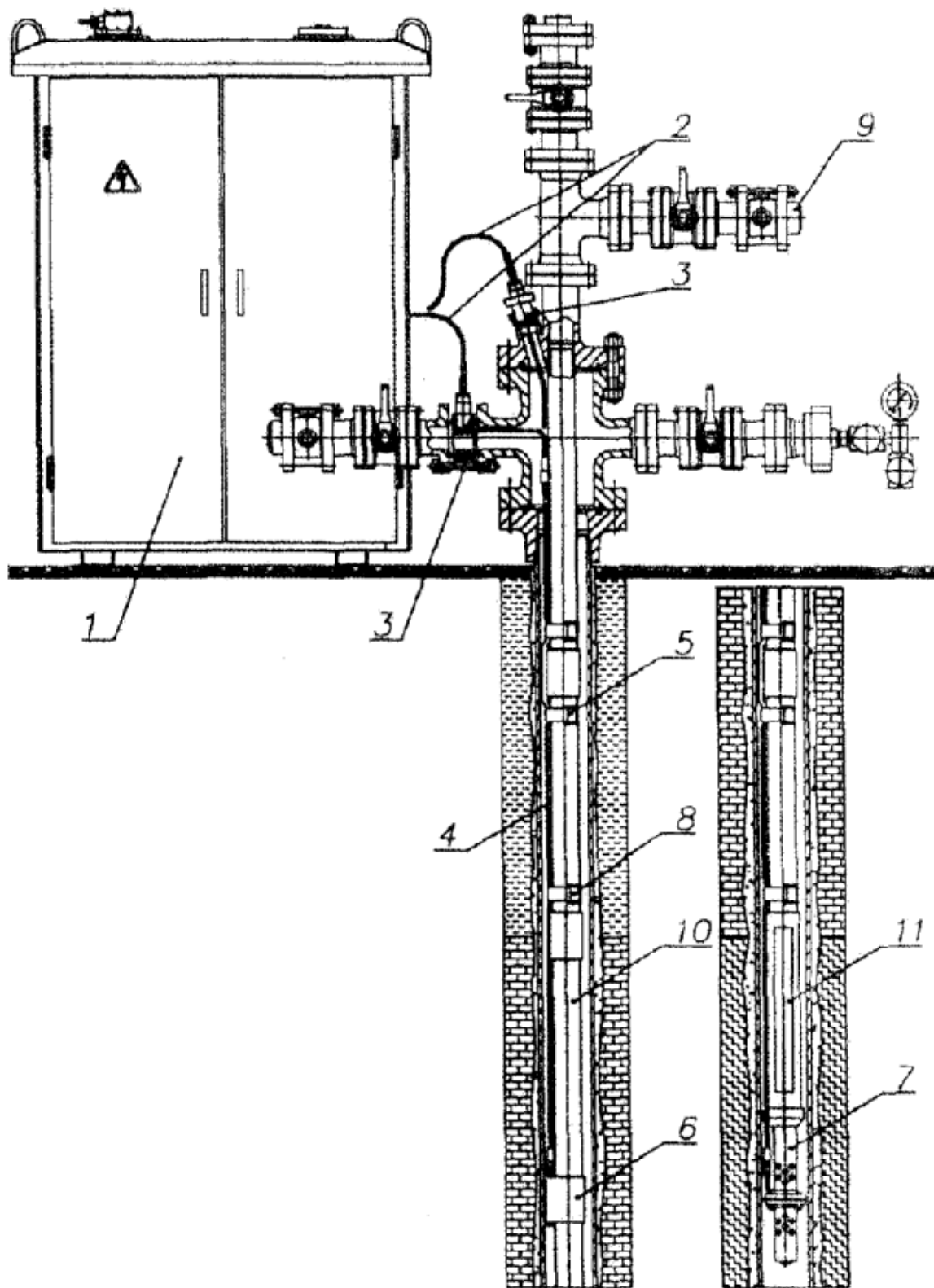
Внедрение технологии адресного дозирования позволило ОАО «АНК «Башнефть», по данным [26], снизить в 1,3-1,5 раза удельный расход



химических реагентов, уменьшить число текущих ремонтов, увеличить межремонтный период работы скважин (более чем в 2 раза), сократить число термических и химических обработок. Производство комплекса технических средств для дозированной подачи реагентов на сервисном предприятии ОАО «АНК «Башнефть» ООО «Нефтекамский завод нефтепромыслового Оборудования».

В настоящее время начато применение технологий адресного дозирования реагентов при добыче нефти в других регионах России, а также в странах СНГ.

Так, ООО «Синергия-Лидер» (г. Пермь) производит комплекс оборудования для глубинного дозирования химического реагента непосредственно на приём насоса и в различные зоны НКТ и скважины [16, 28]. Комплекс оборудования для дозированной подачи химического реагента (рисунок 6) состоит из наземной и скважинной частей. Наземная часть включает блок подачи реагента, наземный трубопровод и устройство для прохода через устьевую арматуру. Скважинная часть содержит скважинный трубопровод и несколько видов устройств дозирования реагента как в полость НКТ, так и в зону приема насоса. Блоки подачи реагента выпускаются нескольких видов с диапазоном емкостей для хранения от 0,2 до 6,0 м<sup>3</sup> и расходом химреагента от 0,05 до 125 л/ч.



1– блок подачи реагента; 2– наземный трубопровод; 3– устройство ввода; 4 – скважинный трубопровод; 5 – хомут-протектор; 6 – муфта- клапан; 7 – дозирующее устройство; 8 – монтажный пояс; 9 – арматура устьевая; 10– колонна НКТ; 11– УЭЦН

Рисунок 6 – Оборудование для дозированной подачи химического реагента

С экономической точки зрения одним из решающих факторов борьбы с парафином является точная, а иногда и очень малая подача реагента, поэтому блоки его подачи оснащаются дозировочными насосами. Насосы, производимые в ООО «Синергия-Лидер», имеют электронно-регулируемую подачу и малое потребление энергии. Другая отличительная особенность данного оборудования – бронированная трубка для подачи химических реагентов в заданную зону. Бронированная двумя слоями проволоки тонкостенная нержавеющая трубка покрывается смазкой и термоусадочной пленкой. ООО «Синергия-Лидер» поставляет комплекс оборудования под конкретные скважины, производит его монтаж и сервисное обслуживание.

Данным оборудованием можно оснастить любую скважину, независимо от ее назначения, а также использовать химреагенты с разными физико-техническими свойствами для нефтей с различными реологическими параметрами.

На промыслах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» данное оборудование внедряется с 2003 года для предотвращения АСПО в скважинах, эксплуатируемых установками ШГН. С 2004 года начаты работы по подаче реагента в скважины, оборудованные УЭЦН, для борьбы с высоковязкими эмульсиями и коррозией. Опыт внедрения оборудования для дозированной подачи химреагента в скважину на промыслах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (обработано 165 скважин к концу 2004 года) показывает: в 3,8 раза снизился объем требуемых промывок, количество текущих подземных ремонтов уменьшилось в 3 раза. При использовании скважинного трубопровода исключается потеря химического реагента, уменьшается дозировка – объем реагента сокращается в два-три раза по сравнению с методом закачки через затрубное пространство. Начаты работы по использованию подобного оборудования для закачки метанола в газовые скважины с гидратообразованием [16].

Так же следует обратить внимание на патент [29] целью предполагаемого изобретения является снижение потребляемой электроэнергии и расхода

химического реагента путем применения комбинированного способа борьбы с АСПО, объединяющего тепловой и химический метод обработки скважин.

Для решения поставленной задачи предлагается устройство депарафинизации нефтегазовых скважин, содержащее для спуска в зону возможного парафинообразования нагревательный кабель с двумя по меньшей мере нагревательными элементами, и систему управления его нагревом. Нагревательный кабель имеет по всей длине металлический или пластмассовый полый гидравлический канал, или содержит несколько гидравлических каналов различного диаметра, подключенных в верхней части к дозирующему насосу и емкости с химическим реагентом, а нижняя часть открыта для соединения со скважинной жидкостью, причем внутренний диаметр гидравлического канала составляет (10-50 %) от диаметра кабеля.

На верхней и нижней частях гидравлического канала могут быть установлены обратные клапаны или вентили.

Кабель может содержать дополнительные сигнальные проводники для подключения датчиков температуры или давления.

Данный способ депарафинизации нефтегазовых скважин включает спуск в зону возможного парафинообразования нагревательного кабеля с нагревательными элементами, подключение нагревательных элементов кабеля к регулируемому источнику электропитания. При этом подачу химического реагента по гидравлическому каналу осуществляют либо при помощи дозирующего насоса, либо без него – самотеком за счет гидростатического давления ниже точки начала кристаллизации парафиногидратов, а в качестве химического реагента применяют растворители, ингибиторы, деэмульгаторы, депрессаторы.

Подачу химического реагента или тепловой мощности возможно производить циклически.

Для предупреждения солеотложений применяют также погружные контейнеры-дозаторы [30, 31, 32], закачку ингибиторов в пласт с нагнетаемой для поддержания пластового давления водой [30], периодическую закачку

ингибиторов в призабойную зону [30, 33], ступени ЭЦН с пониженной скоростью солеотложения [34, 35].

Определённые перспективы для предупреждения АСПО и солеотложений имеют методы с применением магнитных полей [3, 36, 37].

Для защиты от коррозии используют, помимо ингибирования, покрытие статоров ПЭД методом электродуговой металлизации, установку центраторов с анодной защитой по фонду малодебитных скважин, монельное покрытие корпусов на импортных УЭЦН, силикатно-гелевое покрытие НКТ [38].

Поскольку для борьбы с осложнениями, вызванными отложениями парафина, смол, асфальтенов, гидратов, солей, образованием вязких эмульсий, коррозией, а также для их предупреждения, разработаны различные технологии, встаёт вопрос о выборе оптимального способа для конкретных условий эксплуатации. В работе [3] рекомендуется при выборе технических средств и технологий использовать методы теории многомерной полезности, анализа иерархий, теории нечётких множеств и теории статистических решений, причём приводятся также примеры практического применения этих методов для решения разных задач. В настоящее время перед многими нефтяными компаниями России стоит задача сохранения уровня добычи нефти. Достичь этого можно за счет вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов, например, высоковязкой нефти. Как известно, большие запасы тяжелых нефтей имеются в Республике Татарстан, Западной Сибири и Республике Коми. Вместе с тем эффективная и рентабельная разработка таких залежей представляет собой довольно сложную задачу. Существуют различные тепловые методы разработки месторождений тяжелых нефтей. Паротепловое воздействие длительное время ведётся на Ярегском месторождении высоковязкой нефти в Республике Коми, причем эксплуатация скважин сейчас осуществляется и погружными центробежными насосами. За рубежом, например, в Канаде, широко используется парогравитационный метод, также основанный на закачке в пласт водяного пара. Силами специалистов ОАО «Татнефть» данный метод проходит апробацию в российских условиях [39].

Одним из основных вопросов при этом является разработка рационального способа подъёма продукции из скважин и соответствующего оборудования.

Российские высоковязкие нефти, по сравнению с канадскими, имеют свои особенности залегания, иные физические свойства. Так, на Ашальчинском месторождении высоковязкие нефти залегают на небольших, по канадским меркам, глубинам порядка 70-100 метров, имеют меньшую вязкость, обладают плотностью ниже, чем у воды. Для этого месторождения также характерны наличие большой доли активной и связанной воды, геологическая неоднородность залегания.

Силами ОАО «Татнефть» в мае 2006 года на Ашальчинском месторождении начаты опытно-промышленные работы по добыче тяжёлых нефтей [39]. Была спроектирована и реализована технология парогравитационного дренажа, основанная на бурении двух скважин с горизонтальными стволами, параллельными друг другу в вертикальной плоскости. Скважины имеют два устья, т.е. пробурены с выходом на поверхность. Скважины оборудованы щелевыми фильтрами, предназначенными для предотвращения поступления механических примесей с размерами частиц от 150 мкм и более.

На начальном этапе производилась предварительная закачка пара в обе скважины. В качестве основного метода добычи использовалось свабирование при помощи подъёмных агрегатов с очисткой ствола скважины от бурового раствора, цемента, механических примесей, песка. Добыча производилась посредством перетягивания сваба с одного устья на другое. На вертикальном устье производились извлечение и очистка сваба.

Освоение скважины свабированием велось на протяжении месяца, в течение которого было добыто 350 м<sup>3</sup> жидкости и 1,5 т песка. После очистки ствола добывающей скважины от остатков глинистого раствора и прекращения выноса песка оборудование для свабирования демонтировали, а в скважину спустили погружной центробежный насос ЭЦН5-50-150. Скважина была выведена на стац

пластовых условиях при температуре 8 °С составляет около 12000 мПа·с. Поскольку при закачке пара температура существенно растёт, были проведены исследования зависимости вязкости водонефтяной эмульсии от температуры, которые показали, что при температуре выше 90 °С вязкость эмульсии ниже 30 мПа·с, следовательно, в таких условиях сверхвязкую нефть можно добывать погружными электроцентробежными насосами. По состоянию дел на 2008 год, в две нагнетательных скважины закачивается 120 т/сут пара, а из двух добывающих скважин погружными насосами извлекается 40 т сверхвязкой нефти и 200 т воды в сутки [39].

Вместе с тем возникли и проблемы при эксплуатации горизонтальных скважин установками ЭЦН в условиях парогравитационного дренажа. В [39] отмечается, что сложно обеспечить надежность насосов при температурах добываемой жидкости 150-160 °С и устойчивую работу ЭЦН в горизонтальном положении при малом давлении и наличии парогазовой смеси на приёме. Имеются также трудности, связанные с мониторингом забойного давления и температуры в условиях высоких температур (150-200 °С).

Наиболее эффективным способом предотвращения солеобразования в нефтепромысловом оборудовании является химический с использованием реагентов-ингибиторов.

## **3 Борьба с солеотложениями на примере Ванкорского месторождения**

### **3.1 Постановка проблемы**

Для выяснения возможных осложнений в процессе смешения пластовых и поверхностной вод в ООО «РН-Ванкор» был использован ионный состав и физико-химические характеристики воды озера Дэлиньде Ванкорского месторождения и пластовых вод насоновской, яковлевской, нижнехетской Нх-I и нижнехетской Нх-III-IV свит (приложение А).

Пластовая вода насоновской свиты принадлежит к гидрокарбонатно-натриевому типу, гидрокарбонатной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Общая минерализация воды составляет 3,67 г/л. Содержание солеобразующих ионов  $\text{Ca}^{2+}$  – 14,8 мг/л,  $\text{HCO}_3^-$  – 613,7 мг/л,  $\text{SO}_4^{2-}$  – 18,8 мг/л.

Пластовая вода яковлевской свиты принадлежит к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Общая минерализация воды составляет 15,5 г/л. Содержание солеобразующих ионов  $\text{Ca}^{2+}$  – 539,4 мг/л,  $\text{HCO}_3^-$  – 315,2 мг/л,  $\text{SO}_4^{2-}$  – 2,9 мг/л.

Пластовая вода нижнехетской Нх-I свиты принадлежит к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Общая минерализация воды составляет 13,1 г/л. Содержание солеобразующих ионов  $\text{Ca}^{2+}$  – 446,4 мг/л,  $\text{HCO}_3^-$  – 585,0 мг/л,  $\text{SO}_4^{2-}$  – 55,4 мг/л.

Пластовая вода нижнехетской Нх-III-IV свиты принадлежит к гидрокарбонатнонатриевому типу, гидрокарбонатной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Общая минерализация воды составляет 9,3 г/л. Содержание солеобразующих ионов  $\text{Ca}^{2+}$  – 160,8 мг/л,  $\text{HCO}_3^-$  – 871,0 мг/л,  $\text{SO}_4^{2-}$  – 37,3 мг/л.

Общая минерализация воды озера Дэлиньде (приложение Б) не превышает 68 мг/л. Вода принадлежит к гидрокарбонатно-натриевому типу, гидрокарбонатной группе, классу

S1, натриевой подгруппе. Содержание солеобразующих ионов  $\text{Ca}^{2+}$  – 7 мг/л,  $\text{HCO}_3^-$  – 30,5 мг/л,  $\text{SO}_4^{2-}$  – отсутствует.



Присутствие в анализируемых пробах вод незначительных количеств катионов  $Ba^{2+}$  и  $Sr^{2+}$  не учитывалось. Эти компоненты обнаружены не во всех пробах, что указывает на большую вероятность их привнесения в пласт в ходе технологических операций бурения.

Оценка совместимости воды озера Дэлинде с пластовыми водами показала, что:

- вода поверхностного источника озера Дэлинде стабильна, при температурах 20-60 °С и не образует осадков;

- пластовая вода насоновской свиты стабильна и не образует осадков в диапазоне температур 20-40 °С, при температуре 60 °С появляется пленка солей на поверхности раствора;

- пластовая вода яковлевской свиты стабильна и не образует осадков, при температуре 20 °С, в диапазоне температур 40-60 °С появляется пленка солей на поверхности раствора;

- пластовая вода нижнехетской НХ I свиты стабильна и не образует осадков при температуре 20 °С, при температуре 40 °С появляется пленка солей на поверхности раствора, при температуре 60 °С появляется пленка солей на поверхности раствора и осадок на дне;

- пластовая вода нижнехетской НХ III-IV свиты стабильна и не образует осадков при температуре 20°С, в диапазоне температур 40-60 °С появляется пленка солей на поверхности раствора.

При смешении вод в объемном соотношении, как указано в таблице 6 стабильность воды рассчитывалась по методу Дж. Е. Одда и М.В. Томпсона.

Таблица 6 – Соотношения смешения пластовых и поверхностной вод в ПЖД

Источник воды (наименование свиты)	Соотношение объемов воды, %				
	1	2	3	4	5
№ модели					
яковлевская (Як)	5,0	10,0	15,0	30,0	45,0
нижнехетская НХ-I	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0
нижнехетская НХ-III-IV	1,0	5,0	10,0	20,0	20,0
насоновская	94,0	75,0	60,0	40,0	25,0
Поверхностный источник	0,0	10,0	15,0	10,0	5,0
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Индекс стабильности (SI) указывает на потенциал воды к солеотложению. Если  $SI > 0$ , то термодинамически возможно выпадение соли, если  $SI < 0$ , то выпадения соли не происходит. Причем при  $SI > 1$  наблюдается заметное солеотложение.

Результаты моделирования изменения индекса насыщения кальцитом, гипсом и ангидритом, при смешении пластовых вод насоновской, яковлевской, нижнехетской Нх-I и нижнехетской Нх-III-IV свит с водой озера Дэлинде представлены в приложениях В и Г.

В результате моделирования установлено: - вода поверхностного источника озера Дэлинде не склонна к солеотложению кальцита, гипса и ангидрита в поверхностных условиях и при пластовых температурах Ванкорского месторождения; - пластовые воды насоновской, яковлевской, нижнехетской Нх-I и нижнехетской Нх III-IV свит склонны к солеотложению кальцита и не склонны к выделению осадков гипса и ангидрита.

Склонность пластовых вод насоновской, яковлевской, нижнехетской Нх I и нижнехетской Нх III-IV свит к солевывделению кальцита растёт с повышением температуры. По возрастанию склонности к солевывпадению кальцита пластовые воды располагаются вследующий ряд:

насоновская < яковлевская < нижнехетская Нх-III-IV < нижнехетская Нх-I

Повышение температуры выше 40 °С в условиях разгазирования и снижения содержания растворенного углекислого газа в водной среде ниже 50 мг/л критично для солевыведения кальцита; из-за склонности вод насоновской, яковлевской, нижнехетской Нх-I и нижнехетской Нх-III-IV свит к солевыведению кальцита не рекомендуется смешивать в системе ППД воды с повышенным содержанием ионов кальция (воды яковлевской и нижнехетской Нх-I свит) и высоким содержанием гидрокарбонат-анионов (воды насоновской и нижнехетской Нх-III-IV свит).

Смешение этих вод создает риск солевыведения кальцита. Увеличение доли воды поверхностного источника в смеси пластовых вод снижает риск солевыведения кальцита; из всех протестированных соотношений смешиваемых вод с повышением температуры выше 40 °С в условиях разгазирования и снижения содержания растворенного углекислого газа в водной среде ниже 50 мг/л возможно выпадение кальцита.

Таким образом, смешение в системе ППД вод Ванкорского месторождения при температурах выше 40°С в условиях разгазирования и снижения содержания растворенного углекислого газа в водной среде ниже 50 мг/л способно вызвать осадкообразование кальцита.

Для предупреждения осадкообразования рекомендуется применение ингибиторов солеотложения.

На рисунке 7 приведены результаты расчета индекса насыщения кальцитом для условий пласта НХ (32 °С, 61 °С, 16 МПа и 27 МПа соответственно), для зоны УЭЦН (40 °С, 70 °С соответственно и 0,8 МПа) и условий устья скважины (10 °С и 0,4 МПа) в зависимости от обводнённости флюида.

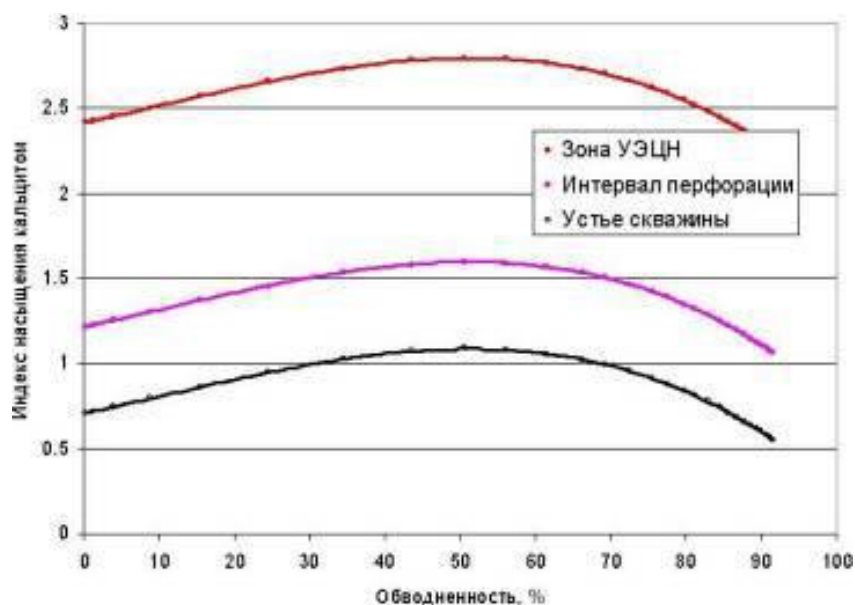


Рисунок 7 – Зависимость индекса насыщения добываемой воды кальцитом от обводнённости продукции для пласта НХ в ПЗП, на УЭЦН и на устье скважины

Расчётные данные показали, что в процессе разработки потенциал солеотложения добываемой воды, особенно в зоне УЭЦН достаточно высок. Причем для добываемой воды из пласта Як вплоть до 80 % обводнённости, а для воды из пласта НХ во всем диапазоне изменения обводнённости. Индекс насыщения показывает только склонность добываемой воды к солеотложению, в реальных условиях реализация потенциала солеобразования будет определяться дебитом скважины, забойным давлением и способом добычи.

На модельных растворах вод, отличающихся склонностью к солеобразованию кальцита в условиях повышенных температур, пластовой воде нижнехетской НХ-III-IV свиты и молельной смеси вод объёмного соотношения, % - яковлевская: нижнехетская НХ-I : нижнехетская НХ-III-IV : насоновская : озёрная = 45:5:20:25:5 (модель № 5), были протестированы три ингибитора, широко применяемые для предупреждения солеотложения в практике нефтедобычи – Акватек 511М (НПК «Интертап», г. Казань), Ипроден С-1 (ООО «Экспериментальный завод «Нефтехим», г. Уфа), Descum-2D-3611С (ГК «Миррико», г. Казань). Эффективность ингибиторов по предотвращению выпадения карбоната кальция из растворов представлена в приложении Д.

Результаты коррозионных испытаний ингибиторов солеотложения представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Коррозионная агрессивность ингибиторов солеотложения

Ингибитор солеотложения	Концентрация товарной формы, %	Продолжительность опыта, час	Скорость коррозии, г/м <sup>2</sup> час
Ипроден С-1	100	6	0,15
Акватек 511 М	100	6	0,03
Descum 2D-3611С	100	6	0,04

Применение ингибиторов солеотложения позволяет повысить солевую стабильность водных систем Ванкорского месторождения и предотвратить выпадение кальцита. Для предупреждения солеотложения при температуре  $\leq 60$  °С ингибиторы солеотложения марок Акватек 511М, Ипроден С-1, Descum-2D-3611С рекомендуется использовать в постоянной дозировке 20 мг/л (г/м<sup>3</sup>), при температуре  $\geq 90$  °С ингибиторы солеотложения рекомендуется использовать в постоянной дозировке 30 мг/л (г/м<sup>3</sup>). Все испытанные ингибиторы (Акватек 511М, Ипроден С-1, Descum-2D-3611С) отличаются низкой коррозионной агрессивностью и могут применяться в БРХ по технологии постоянного дозирования.

### 3.2 Возможные пути решения

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

отношению к углеродистой стали в растворе соляной кислоты при пластовых температурах составляет  $> 90 \%$ .

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

Для предотвращения отложения карбоната кальция в нефтепромысловом оборудовании рекомендуется применение технологических и химических способов.

Значительный эффект по снижению интенсивности отложения солей дает селективная изоляция обводнившихся пропластков продуктивного пласта, поскольку при сокращении притока воды, перенасыщенной солями, уменьшается и интенсивность отложения солей.

Одним из способов повышения работоспособности оборудования в условиях солеотложения является применение различных покрытий поверхности, соприкасающейся с жидкостью. Имеется положительный опыт применения покрытий НКТ стеклом, эмалями, лаками. Применение в условиях солеотложения центробежных колес и направляющих аппаратов ЭЦН, рабочие поверхности которых покрыты пентапластом или изготовлены из полиамидных составов с покрытиями эпоксидной смолой, фторопластом, пентапластом с графитом и алюминием, ЖКП позволяет увеличить наработку на отказ скважинных насосов.

Наиболее эффективным способом предотвращения солеобразования в нефтепромысловом оборудовании является химический с использованием реагентов-ингибиторов.

Для защиты от солеотложения призабойной зоны пласта, НКТ добывающих скважин и насосного оборудования ингибитор должен вводиться в водонефтяной поток до зоны выпадения солей. В мировой практике для защиты от солеотложения призабойной зоны пласта добывающих скважин, в особенности, в условиях глушения скважин в процессе ремонта тяжелыми хлоркальциевыми растворами рекомендуются технологии задавливания ингибитора в пласт и закачка ингибитора в систему ППД месторождения. Для защиты от солеотложения насосного оборудования и лифта скважин предпочтительно использование непрерывного дозирования ингибитора в затрубное пространство скважины с помощью наземных дозирующих устройств, периодического дозирования в затруб, задавливания ингибитора в пласт с периодическим подливом в затрубное пространство, погружных скважинных контейнеров-дозаторов с ингибиторной композицией. При проведении КРС ингибитор солеотложения рекомендуется добавлять в растворы глушения (с предварительным анализом совместимости систем).

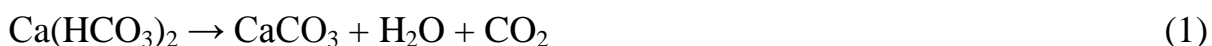
В качестве ингибиторов для защиты скважин и трубопроводов (нефтесбор и водоводы низкого давления) от солеотложения рекомендуются реагенты в следующих эффективных дозировках ( $\text{г/м}^3$  попутно-добываемой воды):

- Descum 2D-3611C не менее 20;
- Ипроден С-1 не менее 20;
- Акватек 511М 20-30.

Подтоварная и артезианская воды в поверхностных условиях склонны к риску выпадения кальцита. Изменение индекса насыщения попутно-добываемой воды (риск солеопасности) наиболее чувствителен к изменению забойного давления и содержанию солеобразующих ионов в водной среде.

Риск выпадения кальцита отмечен только в скважинах пласта Нх 3-4. Превалирует тенденция повышения риска выпадения кальцита к устью

скважины, что связано с процессами разгазирования скважинных флюидов и снижения содержания растворенного  $\text{CO}_2$  в попутно-добываемой воде. В ряде случаев риск выше в забойных условиях и на УЭЦН, когда температура оказывает более сильное влияние на выпадение кальцита, чем эффект разгазирования. Причиной выпадения кальцита в скважине является изменение термобарического равновесия в пластовой воде. При поступлении ее на забой изменяется содержание растворенного  $\text{CO}_2$  между водной и нефтяной фазами, обедняясь  $\text{CO}_2$ , водная фаза выделяет кальцит:



Процесс может усиливаться на приеме УЭЦН из-за нагрева потока погружным электродвигателем и снижения растворимости кальцита. Если влияние данных факторов невелико и в воде сохранилось высокое солевое содержание растворенного гидрокарбоната, то в условиях сильного разгазирования в НКТ и появлении газовой фазы, процесс выпадения кальцита провоцируется вновь.

При анализе рисков выпадения кальцита в пластовых условиях при смешивании пластовых и закачиваемых вод использован средний ионный состав пластовых, подтоварной и артезианской вод.

По результатам моделирования смешения пластовых вод с закачиваемыми установлено, что их смешивание приводит к повышению неустойчивости пластовых вод и усилению выпадения кальцита. Однако интенсивность выпадения различна. Для пластовой воды Як 3-7 отмечается незначительный рост выпадения с увеличением доли подтоварной воды в смеси, а для пластовой воды Нх-1 усиление неустойчивости происходит при 28 % и выше содержании подтоварной воды в смеси с дальнейшим существенном ростом интенсивности выпадения кальцита. Наиболее значимо рост неустойчивости проявляется при смешивании пластовой воды Нх 3-4 с подтоварной водой с постоянным увеличением интенсивности выпадения кальцита при повышении содержания подтоварной воды в смеси.



Данное явление объясняется различием в содержании солеобразующего катиона кальция в пластовых и подтоварной водах. Наиболее велико различие в содержаниях катиона  $Ca^{2+}$  для смеси пластовой воды Нх 3-4 и подтоварной воды. Смешивание артезианской воды с пластовыми водами, наоборот, повышает солевую стабильность системы и снижает риск выпадения кальцита. Наиболее существенно этот факт проявляется для пластовой воды Нх 3-4. Это связано с низким содержанием гидрокарбонат-иона в артезианской воде в сравнении с пластовой водой Нх 3-4.

Среди различных существующих способов и технологий защиты от солеотложения для горизонтальных средне- и высокодебитных скважин пласта Нх3-4 Ванкорского месторождения наиболее приемлемы следующие технологии:

- постоянное дозирование ингибитора солеотложения на прием УЭЦН (либо под ПЭД) через капиллярную трубку;
- задавливание ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта;
- дозирование ингибитора солеотложения по пробковой технологии в нагнетательные скважины с гидродинамической связью с осложненным добывающим фондом скважин.

Метод постоянного дозирования ингибитора солеотложения на прием УЭЦН (либо под ПЭД) через капиллярную трубку заключается в подаче ингибитора в постоянном режиме с помощью стандартной дозирующей установки на прием насоса (либо под ПЭД) с помощью капиллярной системы. Гарантированное присутствие ингибитора на приеме ЭЦН и в продукции скважины и отсутствие непроизводительных потерь ингибитора – главные достоинства технологии. Однако данный метод не защищает от солеотложения ПЗП скважины и интервал от забоя скважины до приема ЭЦН, также постоянно занята внешняя затрубная задвижка.

Технология задавливания ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта заключается в задавливании пачки ингибитора в предварительно подготовленную призабойную зону пласта, где он адсорбируется и

удерживается на поверхности породы. В процессе добычи при фильтрации добываемой жидкости через ПЗП протекает постепенный процесс десорбции ингибитора, который вместе с пластовой жидкостью поступает в скважину. Технология состоит из 3 этапов: этап предварительной подготовки пласта, этап закачки основного объема ингибитора солеотложения и этап продавки объема раствора ингибитора в пласт. Использование взаимного растворителя (ВР) позволяет очищать обрабатываемые поры и каналы фильтрации от пластовой воды и нефти, удалять с поверхности породы рыхлосвязанную воду и пленку нефти и увеличивать площадь поверхности, контактирующей с ингибитором солеотложения, обеспечивая подготовку пласта для оптимальной сорбции ингибитора на породе с последующей медленной и полной десорбцией ингибитора. При использовании этой технологии защита распространяется на призабойную зону скважины, эксплуатационную колонну до уровня насоса, насосное оборудование, НКТ и наземные коммуникации. Недостатком является необходимость продавливания ингибитора в удаленные зоны пласта водным раствором, контакт которого с ПЗП может затруднить дальнейший вывод скважины на режим.

Технология дозирования ингибитора через систему ППД состоит в закачке ингибитора в нагнетательную скважину, которая продолжается в течение месяца ежедневно или через день пачками раствора определенного объема. Пласт работает как осреднительная емкость больших размеров, поэтому концентрация ингибитора, поступающего в добывающую скважину, постоянна. Закачиваемая в пласт вода может достигать добывающей скважины в течение первых десяти дней после закачки. Поступление ингибитора продолжается в течение 4-6 месяцев с момента начала работ. Достоинства метода – защита всех зон солеотложения, низкие эксплуатационные расходы и защита целой группы солеотлагающих скважин. Большой расход ингибитора, невозможность проведения подготовительных работ сразу на всех скважинах участка (что снижает эффективность ингибирования) и ограниченные условия применения

(экономическая целесообразность только в зонах группового размещения солеотлагающих скважин) являются основными недостатками метода.

Анализ показал, что наиболее экономически целесообразна технология задавливания ингибитора солеотложения в пласт для скважин низкой и средней обводненности, а с ростом обводненности добываемой продукции более эффективна технология постоянного дозирования через капиллярную трубку.

Для реализации технологий предупреждения солевываждения был проанализирован ряд ингибиторов солеотложения и реагентов комплексного действия. В соответствии с методиками, определены основные физико-химические показатели ингибиторов солеотложения и реагентов комплексного действия. По физико-химическим свойствам ингибиторы солеотложения и реагенты комплексного действия, в целом, удовлетворяют требованиям.

Тестирование эффективности ингибирования выпадения кальцита проводилось статическим и динамическим методами. В качестве МПВ исследовались МПВ Яковлевской Як 3-7 и Нижнехетской Нх 3-4 свит.

Определены эффективные дозировки ингибирования осадкообразования  $\text{CaCO}_3$  статическим методом и эффективное остаточное содержание ингибитора солеотложения в попутно-добываемой воде для предотвращения осаждения  $\text{CaCO}_3$  по результатам динамического теста (определялось по блокированию капилляра при прокачивании модели воды пласта Нх 3-4 через капилляр без ингибитора и с ингибитором). Определено эффективное остаточное содержание ингибиторов солеотложения в попутно-добываемой воде для предотвращения осаждения  $\text{CaCO}_3$ . На основании проведенного тестирования установлено, что испытанные ингибиторы солеотложения по результатам статического тестирования на моделях вод Як 3-7 и Нх 3-4 свит с эффективностью выше 90 % ингибируют выпадение кальцита в дозировках 10-20 мг/л. Минимальная концентрация ингибиторов в водной среде, обеспечивающая эффективное остаточное содержание реагентов для предотвращения солеотложения, по результатам динамических тестов составляет от 3 до 10 мг/л.

Выбор предпочтительных ингибиторов солеотложения из представленного перечня производился с учетом рейтинговых оценок.

В последнее время наиболее актуальным становится применение ингибиторов комплексного действия (ИКД), направленных как на предотвращение солеотложения, так и на борьбу с коррозией. Тестирование ингибиторов комплексного действия проводилось как в отношении эффективности ингибирования солевываждения кальцита статическим и динамическим методом на МПВ пласта Нх 3-4, так и эффективности ингибирования коррозии.

На основании проведенного тестирования составлен рейтинг испытанных реагентов, представленный на рисунке 8.



Рисунок 8 – Рейтинг ингибиторов солеотложения

Установлено, что эффективные дозировки ингибиторов комплексного действия для предотвращения выпадения кальцита и коррозионного воздействия среды составляют 20 мг/л. В этих условиях обеспечивается 90 % эффективность действия испытанных реагентов. Однако при наличии выноса мехпримесей при их содержании в добываемом флюиде в пределах 100 мг/л из-за абразивного воздействия на ингибированную поверхность эффективные дозировки реагентов для 90 % ингибирования коррозионного воздействия среды рекомендуется увеличить до 50 мг/л. Минимальная концентрация ингибиторов в водной среде, обеспечивающая эффективное остаточное

содержание реагентов для предотвращения солеотложения, по результатам динамических тестов составляет от 5 до 10 мг/л.

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

- исключаются реагенты, не удовлетворяющие нормам единого транзитного тарифа (ЕТТ) по физикохимическим свойствам;

- в дальнейшем выбор базового и альтернативного реагентов должен быть осуществлен с учетом критерия цена/качество и стоимости ингибиторной защиты одного метра кубического добываемой или перекачиваемой воды.

Анализ полученных результатов указывает, что технология задавливания ингибитора солеотложения в пласт экономически целесообразна для скважин низкой и средней обводненности, относящихся к средне- и высокодебитному фонду.

Технология предполагает высокие затраты на проведение работ по задавке ингибитора в пласт, связанные, в том числе, и с приобретением необходимого количества ингибитора. С ростом обводненности добываемой продукции расширяется диапазон дебитов скважин, для которых более эффективна технология постоянного дозирования через капиллярную трубку. Затраты на приобретение реагента по данной технологии наиболее низкие из рассматриваемых методов защиты.

Из-за значительной доли непроизводительных потерь ингибитора в скважинах с повышенной обводненностью, по своей экономической эффективности технология закачки ингибитора через систему ППД уступает по эффективности технологиям задавки ингибитора в пласт и постоянному дозированию. Технология закачки ингибитора в систему ППД конкурентоспособна только при целенаправленной обработке скважин нагнетательного фонда для защиты гидродинамически связанных осложненных добывающих скважин. Технология также эффективна, если через КНС

ингибитором приходится обрабатывать всю нагнетаемую воду, а осложненный солеотложением фонд добывающих скважин значителен.

Исследованием ионного состава вод установлено, что в скважинах пласта Нх 3-4 наблюдается риск выпадения кальцита. Установлено, что смешение подтоварных и пластовых вод приводит к увеличению нестабильности системы и выпадению кальцита в пласте Нх 3-4 и его скважинах. Составлен рейтинг ингибиторов солеотложения.

Показано, что технология задавки ингибитора в пласт наиболее эффективна в условиях Ванкорского месторождения.

## 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данном разделе рассматривается экономическая эффективность работ по борьбе с солеотложениями на Ванкорском месторождении на основе решений, приведённых в технологической части работы.

Далее приведены экономические расчеты эксплуатационных затрат на проведение мероприятий по борьбе с солеотложениями и сравнения экономической эффективности ингибиторов солеотложения, таких как, Descum 2D-3611С, Ипроден С-1, - Акватек 511М.

В качестве исходных данных возьмем следующие значения:

- Стоимость тонны Descum – 121,8 тыс.руб/т;
- Стоимость тонны Ипроден – 115,5 тыс.руб/т;
- Стоимость тонны Акватек – 114 тыс.руб/т;
- Количество ингибитора – 384 тонн в год;
- Стоимость устройства дозирования подачи химреагентов, – 1 750 380 руб;
- Количество оборудования – 32 ед.;
- Количество сотрудников, обслуживающих установки – 15 человек.

Закачка ингибитора происходит на оборудовании принадлежащем Ванкорскому месторождению, первоначальная стоимость одной единицы устройства дозирования подачи химреагентов составляет 1 750 380 руб.

Рассчитаем годовую амортизацию одной единицы оборудования линейным способом, линейный метод амортизации подразумевает списание стоимости основного средства одинаковыми пропорциональными частями на протяжении всего времени его использования, срок полезного установлен в 60 месяцев:

$$AM = C / СПИ \quad (1)$$

$$AM = 1\,750\,380 / 5 = 350\,076 \text{ руб. в год на 1 ед. оборудования.}$$

где С — первоначальная или восстановительная стоимость объекта ОС;

СПИ – срок полезного использования объекта ОС в годах.

На 32 единицы оборудования:  $350\,076 * 32 = 11\,202\,432$  руб.

Работу проводит оператор по добыче нефти и газа в должностные обязанности, которого входит обслуживание установок для дозирования подачи химреагентов. На данную работу один оператор в среднем тратит 1 час в неделю. Следовательно 52 часа в год.

Тарифная ставка оператора по добыче нефти и газа 5 разряда составляет 183,28 руб./час.

Районный коэффициент к заработной плате составляет 1,6, процентная надбавка к заработной плате за работу в Районах Крайнего Севера и местностях приравненных к ним в равна 60%, премии в размерах, порядке и на условиях, предусмотренных внутренними локальными нормативными документами в среднем 15%.

Рассчитаем затраты на оплату труда одного оператора, обслуживающего установку в год:

$$\text{ЗП} = (\text{Тарифная ставка (часовая)} * \text{К-во отработанных часов} * \text{Районный коэффициент}) + \text{Надбавка} + \text{Премия} \quad (2)$$

$$\text{ЗП} = (183,28 * 52 * 1,6) + 60\% + 15\% = 28\,058 \text{ руб} / \text{год}$$

Проведем начисление страховых взносов.

Работодатель перечисляет три вида взносов:

ФСС – ставка 2,9%;

ПФР – ставка 22% ;

ФФОМС – ставка 5,1%

Общий размер процента взносов от зарплаты составляет 30%.

Общий взнос =  $28\,058 * 30\% = 8417,4$  руб.

Итого расходы на оплату труда одного оператора обслуживающего установку составляют 36 475,4 руб. / год.

На 15 сотрудников:  $36\,475,4 * 15 = 547\,131$  руб.



Затраты на покупку ингибитора Акватек составляют:

$$384 * 114\ 000 = 43\ 776 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на покупку ингибитора Ипроден составляют:

$$384 * 115\ 500 = 44\ 352 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на покупку ингибитора Descum составляют:

$$384 * 121\ 800 = 46\ 771,2 \text{ тыс.руб.}$$

Так как Ванкорское месторождение находится на севере Красноярского края, что в 250 км на юго-западе от Норильска. В Ванкоре существует сеть автомобильных дорог. В период с декабря по май транспортировка грузов на месторождение происходит по зимнику длиной 265 км. В остальное время года возможна доставка авиатранспортом.

Транспортные услуги составляют около 20 % от стоимости самого ингибитора.

Для ингибитора Акватек – 8 755 200 руб.

Ипроден – 8 870 400 руб.

Descum – 9 354 240 руб.

Выбор реагентов должен быть осуществлен с учетом критерия цена/качество и стоимости ингибиторной защиты одного метра кубического добываемой или перекачиваемой воды.

Для ингибиторов ценовой критерий (К) (стоимость защиты 1 м<sup>3</sup> воды в руб.) может быть рассчитан по формуле 3:

$$K = C \cdot \text{Э} \cdot 10^{-6}, \tag{3}$$

где С – стоимость ингибитора, руб./т,

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

Рассчитаем ценовой критерий для ингибитора Акватек:

$$K = 114\ 000 * 20 * 10^{-6} = 2,28 \text{ руб.}$$

Рассчитаем ценовой критерий для ингибитора Ипроден:

$$K = 115\ 500 * 20 * 10^{-6} = 2,31 \text{ руб.}$$

Рассчитаем ценовой критерий для ингибитора Descum:

$$K = 121\ 800 * 20 * 10^{-6} = 2,44 \text{ руб.}$$

## Сравнение экономических затрат на применение ингибиторов

Из расчета экономических затрат можно сказать, что затраты на применение ингибитора Акватек наименьшие при прочих равных условиях использования. Отсюда можно сделать вывод о том, что применение ингибитора Акватек для борьбы с солеотложениями на Ванкорском месторождении более экономически выгодно, чем использование ингибиторов Descum и Ипроден.

Результаты расчета представлены в таблице 8.

Таблица 8 – результаты расчета экономических затрат на применение ингибиторов

Показатель	Ед. изм.	Descum	Ипроден	Акватек
Амортизация оборудования	руб.	11 202 432	11 202 432	11 202 432
Расходы на оплату труда	руб.	547 131	547 131	547 131
Количество ингибитора	тонн.	384	384	384
Стоимость ингибитора	руб./т.	121 800	115 500	114 000
Итого затраты на ингибитор	руб.	46 771 200	44 352 000	43 776 000
Ценовой критерий (К)	руб.	2,44	2,31	2,28
Транспортные затраты	руб.	9 354 240	8 870 400	8 755 200
Итого	руб.	67 875 003	64 971 963	64 280 763,00

## 5 Социальная ответственность

Объектом исследования данной работы является Ванкорское месторождение. В данной работе будет рассматриваться анализ методов борьбы с солеотложениями на примере Ванкорского месторождения (Красноярский край).

Опыт механизированной эксплуатации скважин на нефтяных месторождениях показывает, что в течение некоторого времени на поверхности промышленного оборудования образуются отложения соли, парафина и асфальто-смолистых веществ.

### Производственная безопасность

В технологическом процессе закачки растворителя в затрубное пространство скважины используется установка МБРХ. При выполнении работ по борьбе с солеотложениями методом закачки ингибиторов возникают вредные и опасные факторы, представленные в таблице 9.

Таблица 9 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы, при выполнении работ по борьбе с солеотложением.

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1) эксплуатация и обслуживание скважин; 2) закачка химических реагентов.	1) отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2) загазованность рабочей зоны; 3) воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм; 4) повреждения в результате контакта с насекомыми.	1) Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; 2) электрический ток; 3) пожароопасность; 4) работы с оборудованием под высоким давлением.	1) 4156-86 СП для «нефтяной промышленности»; 2) СанПиН 2.2.2.540-96; 3) СанПиН 2.2.4.548-96; 4) СанПиН 3.2.3215-14; 5) СНиП 23-05-95.

## **Анализ выявленных вредных факторов**

К вредным производственным факторам при проведении мероприятий по борьбе с солеотложением относятся:

- отклонение показателей климата на открытом воздухе

В условиях крайнего севера среди факторов производственной среды, действующих на организм человека при выполнении различных видов работ в холодное время года, ведущая роль принадлежит метеорологическим условиям, вызывающим охлаждение. В теплое время года работник может подвергаться солнечному удару, который может произойти вследствие перегрева организма человека [2].

На Ванкорском месторождении применяются следующие средства индивидуальной защиты: спецодежда (рукавицы, обувь, головные уборы, солнцезащитные очки, каска), которая имеет высокие теплозащитные свойства, воздухо непроницаемости, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость.

Коллективная защита на месторождении: сокращение времени пребывания персонала на открытом воздухе, доставка к месту работы и с работы должна осуществляться в утепленном транспорте, для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения.

- загазованность рабочей зоны

При выполнении работ по борьбе с солеотложениями, зачастую используют различные виды растворов реагентов необходимых для качественного проведения мероприятия.

Существует опасность токсичного воздействия на рабочий и обслуживающий персонал в силу разрушения линии от избыточно развиваемого агрегатами давления, а так же при опорожнении этих линий при разборке оборудования. Химически токсичные вещества могут находиться в различном агрегатном состоянии. Они способны проникать в организм человека через органы дыхания, пищеварения или кожу. Вещества данного типа относятся к 3–му классу токсичности [3] и могут вызывать расстройства нервной системы, мышечные судороги, влияют на кровеносные органы. На

промысла применяются следующие средства индивидуальной защиты: противогазы, очки, защитные маски.

Коллективные средства защиты: ограждения, препятствующие появлению человека в опасной зоне, устройство вытяжной местной вентиляции.

- воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека

В процессе проведения работ по борьбе с солеотложениями, возможно поступление токсичных в организм человека, не только при вдыхании паров и аэрозолей, но и при попадании на кожу и слизистые оболочки глаз.

Наблюдаемые симптомы при этом:

- при попадании на кожу - дерматит, проявляющийся в виде отечных, шелушащихся эритематозных пятен величиной с копеечную монету;

- при попадании в глаза - сильное покраснение, сужение глазной щели и обильное слезотечение с развитием острого конъюнктивита;

Обслуживающий персонал должен быть обеспечен следующими средствами индивидуальной защиты (СИЗ): пневмокостюм, очки защитные, резиновые перчатки.

Коллективные средства защиты: ограждения, препятствующие появлению человека в опасной зоне.

- повреждения, наносимые насекомыми

Из-за работ проводимых на открытом воздухе, оператор добычи нефти и газа подвержен повреждениям наносимыми насекомыми [4]. Наибольшую опасность представляет клещ. В данном случае к средствам индивидуальной защиты относится защитный энцефалитный костюм; специальные спреи и репелленты.

### **Анализ выявленных опасных факторов**

К опасным производственным факторам при борьбе с солеотложениями относятся:

- движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [5] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91 [6].

- электрический ток

На Ванкорском месторождении используется осветительная и силовая сеть с напряжением 220 В, которая является источником освещения бытовых, складских, конторских и промышленных объектов разработки и эксплуатации скважин. Силовая сеть ~380 В – используется для привода электродвигателей во вспомогательных цехах (мастерских, растворных узлах и т. д.), а также на объектах нефтедобычи (кустах) для приводов УЭЦН и бригадного хозяйства по ремонту скважин.

На месторождении используются следующие средства защиты людей: обеспечение недоступности токоведущих частей (кожухи, камеры), индивидуальные средства защиты (резиновые перчатки, диэлектрические коврики, спецодежда и тканей с антистатической нитью), заземление.

Для защиты от опасности поражения электрическим током при переходе напряжения на нетоковедущие металлоконструкции применяются заземлители, последние забиваются в грунт вертикально через 3 м друг от друга и обычно имеют длину 3 м и диаметр 5 см.

- пожаровзрывобезопасность

Опасными факторами пожара, воздействующими на людей и материальные ценности, помимо открытого пламени, повышенной

температуры, являются также токсические продукты горения и термического разложения и их вторичные проявления:

осколки; движущиеся части разрушившихся аппаратов; электрический ток; взрыв.

Пожарная профилактика на производстве достигается правильным проектированием, эксплуатации и обеспечением средствами пожаротушения.

Пожарный инвентарь: монопомпы, огнетушители (ОП-50, ОП-10, ОП-8, углекислотные), пеногенератор (ГПС-200), рукава с гайками и без гаек, запас воды, пожарные щиты (кошма, вёдра, лопаты, багры), ящики с песком.

При проведении работ по борьбе с солеотложениями к скважине запрещается использовать агрегаты и автоцистерны, не оборудованные искрогасителями на выхлопных трубах, пользоваться открытым огнём на расстоянии 25 м от устья скважины. При обвязке техники и технологических трубопроводов запрещается пользоваться инструментом, при работе с которым может возникнуть искра [7].

- работы с оборудованием под высоким давлением

Оборудование, работающее под давлением 0,07 МПа и выше, должно эксплуатироваться в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением». Для обслуживания верхней части фонтанной арматуры (осмотр, смена штуцеров, исследование скважины) сооружается металлическая площадка с рифленным полом, лестницей с перилами, обеспечивая удобное и безопасное ведение работ в любом месте фонтанной арматуры. При появлении первых признаков нефтегазопроявления, при проведении электрических или перфорационных работ, в скважине необходимо прекратить ведение работ [8].

### **Экологическая безопасность**

При проведении работ по борьбе с солеотложениями, с использованием блока реагентного хозяйства, мы можем наблюдать вредное воздействие на литосферу, гидросферу и атмосферу. Чтобы максимально минимизировать

отрицательное воздействие, необходимо соблюдать все установленные правила для такого рода работ.

### **Источники загрязнения атмосферы и мероприятия по охране атмосферного воздуха**

Источниками возможного выделения в атмосферу загрязняющих веществ (ЗВ) при добыче, сборе и внутрипромысловом транспорте нефти, газа и конденсата являются: устьевая противовыбросовая арматура скважин, свечи, нефтегазосборные сети; при подготовке нефти - технологическое оборудование, факелы, котельные, трубопроводы. Как показывает опыт эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений, основными источниками загрязнения атмосферы является оборудование основного технологического процесса, котельные, стоянки тракторной и автомобильной техники. На месторождениях с сопоставимыми запасами выбросы вредных веществ от объектов промысла создают повышенные концентрации загрязняющих веществ на площадке промысла и в непосредственной близости от нее. Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух достигается:

- полной герметизацией всего технологического оборудования;
- контролем швов сварных соединений трубопроводов;
- защитой оборудования от коррозии;
- оснащением предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- сбросом газа с предохранительных и дыхательных клапанов на факел или на свечу рассеивания;
- откачкой нефти и продуктов переработки при аварийной ситуации в дренажные емкости;
- испытанием оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- утилизацией попутного нефтяного газа на нужды промысла.



На случай опасного превышения давления в технологических аппаратах и трубопроводах они оснащаются автоматическими системами управления клапанами и задвижками, которые обеспечивают отключение отдельных установок и участков трубопроводов в предаварийных ситуациях [9].

### **Источники загрязнения почвы и мероприятия по предупреждению загрязнения**

Негативное воздействие на земли при разработке месторождения оказывается при изъятии земель под объекты промысла, механическим нарушением почв, при строительстве объектов и химическим загрязнением земель при авариях. На землях краткосрочного пользования происходит сведение древесных насаждений (трансформация растительных сообществ), нарушение почвенного покрова. На землях долгосрочного пользования происходит уничтожение растительных сообществ и почвенного покрова. Восстановление их возможно только после ликвидации объектов. При освоении нефтегазоконденсатных месторождений воздействие на земли происходит в результате:

- изъятия земель из существующей структуры землепользования при размещении объектов обустройства;
- загрязнении почв технологическими жидкостями и отходами производства и потребления.

В целях охраны и рационального использования земель при освоении Ванкорского месторождения предусматривается:

- изъятие земель для размещения объектов по минимально допустимым нормам отвода;
- строительство скважин группами («кустами») на общих технологических площадках и прокладка трубопроводов, ЛЭП и автодорог в едином коридоре коммуникаций;
- строительство водопропускных сооружений;
- герметизация основных технологических процессов;

- соблюдение правил обращения с токсичными веществами, размещение реагентов и ГСМ в подготовленных складах, отходов - на специально построенных полигонах;

- создание обваловки вокруг технологических площадок, представляющих особую опасность для окружающей среды (кустовые площадки, шламовые амбары, склады ГСМ) [9].

### **Источники загрязнения поверхностных вод и охрана водоемов от загрязнения**

При освоении месторождения негативное воздействие на водные объекты возможно при строительстве автодорог, устройстве подводных переходов, строительстве и эксплуатации площадных объектов и скважин.

Воздействие на болота наиболее значимо может проявляться в нарушении режима поверхностного стока болотных вод при строительстве площадных объектов и дорог, в результате которого возникают участки застоя вод и подтопления. Другим существенным фактором воздействия на водоемы может стать загрязнение вод чужеродными веществами, используемыми на технологических объектах. Наиболее вероятными загрязнителями при освоении месторождения являются взвешенные вещества, нефтепродукты.

При обустройстве и эксплуатации месторождения образованы стоки: производственно-дождевые, хозяйственно-бытовые. В целях обеспечения экологической безопасности и предотвращения загрязнения охраны окружающей среды стоки очищаются на специально построенных очистных сооружениях до установленных нормативов, и закачиваются в поглощающие скважины.

Мероприятия по рациональному использованию и охране природных вод включают:

- размещение объектов с учетом водоохраных зон;
- полную герметизацию оборудования и трубопроводов;
- создание гидроизоляционного слоя и обваловывающей дамбы по периметру кустовых площадок эксплуатационных скважин;

- сбор и отвод поверхностных и грунтовых вод, исключаящие их сток по траншеям трубопроводов;
- закрепление трубопроводов на переходах через реки, ручьи и болота;
- закрепление текучепластичных грунтов на болотах I и II типов неткаными синтетическими материалами;
- устройство водопропускных сооружений;
- отвод воды, используемой для очистки и испытания трубопроводов, в специально подготовленные водоемы, не связанные с системой местных водотоков [9].

### **Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации:

а) Природного характера: паводковые наводнения; лесные и торфяные пожары; ураганы; метели и снежные заносы.

б) Техногенного характера: пожар на объекте; нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, утечки нефтепродуктов, возможности отравления продуктами горения, пожару, взрыву.

Наиболее часто встречается пропуск газа и нефти по обвязке фонтанной арматуры на устье скважины, из-за нарушения герметичности. Возможные причины аварии:

- Механические повреждения;
- Коррозия, износ, утоньшение стенок оборудования, трубопроводов;
- Некачественные сварные соединения, заводские дефекты;
- Износ и не герметичность уплотнительных соединений;
- Нарушение (прогар) изоляции нефтепогружного кабеля.

Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации аварийных ситуаций и аварий:

- Сообщить об аварии непосредственному руководителю;
- Оповестить об аварии руководителей и специалистов согласно списку оповещения;

- Оценив обстановку, в зависимости от степени опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации специалистов;

- Определить опасную зону. Вывести людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны. Выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного появления людей и техники. Оказать первую помощь пострадавшим;

- Вывести технику за пределы территории куста скважин или заглушить;

- Отсечь аварийный участок, закрыть задвижки на скважине и в АГЗУ, произвести сброс давления с поврежденного участка;

- Приступить к ремонтно-восстановительным работам [10].

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и должны содержать следующее:

1) перечень возможных аварий на объекте;

2) способы оповещения об аварии, пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;

3) действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведение предусмотренных мероприятий;

4) список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;

5) способы ликвидации аварий в начальной стадии. Первоочередные действия технического персонала по ликвидации аварий (пожара), предупреждению увеличения их размеров и осложнений;

6) список и местонахождение аварийной спецодежды, средств индивидуальной защиты и инструмента;

7) список пожарного инвентаря, находящегося на объекте;

8) акты испытания СИЗ, связи, заземления;

9) график и схему по отбору проб газовой среды;

10) технологическая схема объекта;

11) годовой график проведения учебных занятий для предотвращения возможных аварий.

План ликвидации аварий составляется и утверждается 1 раз в пять лет. Согласно графику с работниками предприятия каждый месяц проводятся занятия по ликвидации возможных аварий. Результаты занятий заносятся в журнал с подписью ответственного лица из числа инженерно–технических работников.

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

#### **Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Ванкорское месторождение расположено в Красноярском крае. Данный район относится к местности, приравненной к району Крайнего Севера. Работа сотрудниками ООО «РН-Ванкор» осуществляется вахтовым методом. Согласно трудовому кодексу РФ (гл.47, ст.302) [1], лица, работающие вахтовым методом в районах Крайнего Севера или местности, приравненной к району Крайнего Севера, имеют соответствующие компенсации и гарантии.

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;

- обеспечение СИЗ;

- выплаты в результате производственных травм и проф. заболеваний.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы, на территориях которых применяются районные коэффициенты к заработной плате, эти коэффициенты начисляются в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права [1].

### **Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Рабочее место является первичным звеном производственно-технологической структуры предприятия, в которой осуществляется процесс производства, его управление и обслуживание. От того, как организованы рабочие места, во многом зависит эффективность самого труда, орудий и средств производства, производительность труда, другие показатели функционирования предприятия.

Рабочее место состоит из следующих элементов: кустовые площадки, основного оборудования, приспособлений для безопасности и удобства работы (перила лестничного марша и рабочих площадок).

Функциональное состояние и работоспособность человека определяются различными факторами производственной среды. Данные факторы должны быть учтены еще при планировке рабочих мест. Правильная планировка должна предусматривать такое размещение работника в зоне рабочего места, и такое расположение в ней предметов, используемых в процессе работы, которые бы обеспечили наиболее удобную позу, наиболее короткие и удобные зоны движения, наименее утомительные позы рук, ног, головы и т.д.

**Заключение:** роль социальной ответственности на производстве не может быть преувеличена, поскольку здоровье работника является залогом здоровья предприятия в целом и одним из условий его развития. Поэтому нормативная база в области охраны труда требует постоянного совершенствования и приведения в соответствие с международными стандартами и требованиями.

## Заключение

В работе был рассмотрен процесс солеотложения, которому подвергается подземное и наземное нефтепромысловое оборудование в процессе эксплуатации.

Одной из проблем на Ванкорском месторождении является солеотложения и борьба с ними. Были выявлены причины солеотложений, которым подвергаются призабойная зона пласта и погружное насосное оборудование при длительной эксплуатации. Также рассмотрены способы борьбы с солеотложениями, такие как: постоянное дозирование ингибитора солеотложения на прием УЭЦН (либо под ПЭД) через капиллярную трубку, задавливание ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта, дозирование ингибитора солеотложения по пробковой технологии в нагнетательные скважины с гидродинамической связью с осложненным добывающим фондом скважин. С целью подбора оптимального решения был проведен анализ фонда скважин с высоким показателем солеотложения.

Исследованием ионного состава вод установлено, что в скважинах пласта Нх 3-4 наблюдается риск выпадения кальцита. Установлено, что смешение подтоварных и пластовых вод приводит к увеличению нестабильности системы и выпадению кальцита в пласте Нх 3-4 и его скважинах.

Составлен рейтинг ингибиторов солеотложения. Сделан вывод о том, что ингибитор марки Акватек 511М отличается наиболее низкой коррозионной агрессивностью, скорость коррозии на 33% меньше чем у Descum-2D-3611С, и в 5 раз ниже чем Ипроден С-1. Показано, что технология задавки ингибитора в пласт наиболее эффективна в условиях Ванкорского месторождения.

## Список использованных источников

1. Эксплуатация скважин в осложненных условиях / С. С. Алескеров, Б. И. Алибеков, Б. И. Алиев, Ю. А. Буевич, В. Г. Вартанов, Н. М. Манюхин, О. В. Чубанов - Москва : Недра. - 1971. - 200 с.
- 2 Чубанов, О. В. Технологические проблемы эксплуатации скважин в осложнённых условиях : автореферат дис. ... докт. техн. наук : 05.15.06 / Чубанов Отто Викторович. - Москва, 1978. - 35 с.
- 3 Осложнения в нефтедобыче / Н. Г. Ибрагимов, А. Р. Хафизов, В. В. Шайдаков [и др.]: Под. ред. Н. Г. Ибрагимова, Е. И. Ишемгужина. - Уфа : Издательство научно-технической литературы «Монография», 2003. - 302 с.
- 4 Каплан, Л. С. Эксплуатация осложнённых скважин центробежными электронасосами / Л. С. Каплан, А. В. Семёнов, Н. Ф. Разгоняев. - Москва : Недра, 1994. - 190 с.
- 5 Персиянцев, М. Н. Добыча нефти в осложнённых условиях / М. Н. Персиянцев. - Москва : Недра-Бизнесцентр, 2000. - 653 с.
- 6 Ануфриев, С. Управа на врагов мехдобычи: Практика «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаза» / С. Ануфриев // Нефтегазовая вертикаль. - 2008. - № 12. - С. 90-93.
- 7 Опыт эксплуатации скважин с повышенным содержанием газа в нефти / Г. З. Ибрагимов, Н. И. Хисамутдинов, В. Ф. Лесничий [и др.] - Обзорная инф., серия «Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений». - Москва : ВНИИОЭНГ, 1990, вып. 3, 56 с.
- 8 Маркелов, Д. В. Борьба с осложнениями в механизированной добыче нефти / Д. В. Маркелов // Территория НЕФТЕГАЗ. - 2005. - № 2. - С. 30-35.
- 9 Кудряшов, С. Эксплуатация УЭЦН в осложнённых условиях интенсифицированных скважин / С. Кудряшов, Ю. Лёвин, Д. Маркелов // Бурение и нефть. - 2004. - № 10. - С. 22-23.
- 10 Здольник, С. Е. Опыт управления осложнениями механизированного фонда скважин в ООО «РН-Юганскнефтегаз» / С. Е. Здольник, В. А. Литвиненко, Д. В. Маркелов, Р. А. Хабибуллин. // Нефтяное хозяйство. - 2006. - № 9. - С. 32-34.
- 11 Басов, С. Г. Современные системы управления погружными электронасосами при периодических режимах эксплуатации скважин / С. Г. Басов, О. А. Тяпов, В. Г. Ханжин, А. Р. Гарифуллин. // Нефтяное хозяйство. - 2008. - № 2. - С. 94-96.



- 12 Григорьева, О. Проблемы работы УЭЦН на месторождениях Компании обсуждали в Нижневартовске / О. Григорьева // Новатор. - Сентябрь - ноябрь 2007. - № 18. - С. 23-26.
- 13 Бочарников, В. Ф. Вибрация и разрушения в погружных центробежных насосах для добычи нефти / В. Ф. Бочарников, Ю. В. Пахаруков - Тюмень.: ТюмГНГУ, 2005. - 141 с.
- 14 Смирнов, Н. И. Ресурсные испытания ЭЦН: Тест на износ. Современные методы испытания ЭЦН на ресурс / Н. И. Смирнов. // Нефтегазовая вертикаль. - 2008. - № 12. - С. 168-171.
- 15 Мищенко, И. Т. Особенности разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / И. Т. Мищенко, А. Т. Кондратюк ; под ред. И. Т. Мищенко. Москва : Нефть и газ, 1996. - 190 с.
- 16 Агеев, Ш. Р. Российские установки лопастных насосов для добычи нефти и их применение. Энциклопедический справочник / Ш. Р. Агеев, Е. Е. Григорян, Г. П. Макиенко. - Пермь : ООО «Пресс-мастер», 2007. - 645 с.
- 17 Алексеев, Ю. В. Совершенствование технологии эксплуатации скважин ориентированного профиля ствола установками погружных электроцентробежных насосов : автореферат дис. ... канд. техн. наук : 05.15.06 / Алексеев Юрий Владимирович - Уфа, 2000. - 23 с.
- 18 Кутдусов, А. Т. Совершенствование эксплуатации наклонных скважин с высокой температурой, оборудованных электроцентробежными насосами : автореферат дис. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / Кутдусов Артур Тимерзянович - Уфа, 2002. - 23 с.
- 19 Требин, Г. Ф. Нефти месторождений Советского Союза. Справочник. 2-е изд., доп. и перераб. / Г. Ф. Требин, Н. В. Чарыгин, Т. М. Обухова. - Москва : Недра, 1980. - 583 с.
- 20 Ашмян, К. Д. Результаты стандартных и специальных исследований нефти Верхнечонского месторождения / К. Д. Ашмян, Г. Б. Немировская, А. Б. Фукс, Е. Сурков // Нефтяное хозяйство. - 2008. - № 4. - С. 30-33.
- 21 О существовании месторождений жидких углеводородов, насыщенных твёрдой фазой / А. П. Крылов, Г. Г. Вахитов, Г. Ф. Требин [и др.] - ДАН СССР, 1975. - 225 с.
- 22 Малышев, А. Г. Применение греющих кабелей для предупреждения парафиногидратообразования в нефтяных скважинах / А. Г. Малышев, Н. А. Черемисина // Нефтяное хозяйство. - 1990. - № 6. - С. 58-60.

- 23 Тронов, В. П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними / В. П. Тронов. - Москва : Недра, 1969. - 192 с.
- 24 Глинский, А. Покрытие STREAMAX™ - НКТ в безопасности / А. Глинский // Нефтегазовая вертикаль. - 2008. - № 12. - С. 96-98.
- 25 Истомин, В. А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях / В. А. Истомин, В. С. Якушев. - Москва : Недра. - 236 с.
- 26 Лукьянов, Ю. В. Новые технологии в процессах добычи нефти / Ю. В. Лукьянов, И. Ш. Гарифуллин, В. Г. Акшенцев // Нефтяное хозяйство. - 2008. - № 4. - С. 16-17.
- 27 Гарифуллин, И. Ш. Применение специальных погружных капиллярных устройств для предупреждения осложнений в скважине / И. Ш. Гарифуллин // Территория НЕФТЕГАЗ. - 2008. - № 8. - С. 34-41.
- 28 Мальцев, А. П. Опыт внедрения оборудования для подачи реагентов в призабойную зону скважины при борьбе с АСПО / А. П. Мальцев, А. А. Сабиров, Н. Н. Соколов // Территория НЕФТЕГАЗ. - 2006. - № 2. - С. 60-62.
- 29 Пат. 2273725 Российская федерация МКП Е 21 В 37/06, Е 21 В 43/24. Устройство и способ депарафинизации скважин / А. В. Робин ; заявитель и патентообладатель ООО «Псковгеокабель». - № 2004118649/03 ; заявл. 18.06.2004 ; опубл 10.04.2006, Бюл. № 10. - 8 с.
- 30 Рагулин, В. В. Исследование солеотложения в скважинах ОАО «НК «Роснефть» - «Ставропольнефтегаз» и ОАО «НК «Роснефть» - «Пурнефтегаз» и рекомендации для его предупреждения / В. В. Рагулин, А. И. Волошин, А. Г. Михайлов, С. П. Хлебников // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». - 200. - № 1. - С. 38-41.
- 31 Рагулин, В. Технологии предотвращения солеотложения в скважинном оборудовании / В. Рагулин, А. Михайлов, В. Теплов [и др.] // Технологии ТЭК. - 2004. - № 4 (17). - С. 28-31.
- 32 Чебунин, А. Контейнер в скважине. На переднем крае борьбы с отложениями солей / А. Чебунин // Арсенал нефтедобычи. - 2007. - № 3. - С. 10-11.
- 33 Михайлов, А. Скважина под надёжной защитой: Борьба «РН-Пурнефтегаза» с солеотложениями / А. Михайлов // Нефтегазовая вертикаль. - 2008. - № 12. - С. 146-149.
- 34 Меркушев, Ю. Ступени ЭЦН с низким солеотложением / Ю. Меркушев, Д. Краев, О. Виноградов, Д. Маркелов // Бурение и нефть. - 2005. - № 3. - С. 30-31.

- 35 Меркушев, Ю. М. Опыт применения и проблемы использования ЭЦН с пониженной скоростью солеотложения / Ю. М. Меркушев // Нефтегазовая вертикаль. - 2008. - № 12. - С. 150-151.
- 36 Кашавцев, В. Е. Солеобразование при добыче нефти / В. Е. Кашавцев, И. Т. Мищенко. - Москва : Орбита-М. - 2004. 432 с.
- 37 Сахаров, В. Определение глубины установки магнитного депарафинизатора на высокопарафинистых скважинах месторождений Южно-Тургайского прогиба / В. Сахаров, Б. Сейткасымов // Бурение и нефть. - 2005. - № 2. - С. 18-20.
- 38 Грехов, И. В. Борьба с коррозией ПЭД: Рецепты «РН-Пурнефтегаза» / И. В. Грехов // Нефтегазовая вертикаль. - 2008. - № 12. - С. 138-140.
- 39 Ахмадуллин, Р. Сверхвязкие нефти: на пути к промышленным разработкам / Р. Ахмадуллин, М. Амерханов // Нефтегазовая вертикаль. - 2008. - № 12. - С. 120-122.
- 40 Мажник В. И., Лешкович Н. М. Статья «Совершенствование технологий борьбы с АСПО на Ванкорском месторождении» <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2018/2/Part-1/PDF/2018-v2-227-232.pdf> [Электронный ресурс]

## Приложение А

Приложение А – Состав пластовых вод Ванкорского месторождения

Номер скв.	Пласт	Содержание ионов (мг/л)											Тип вод по Сулину	
		Общая минерализация	Na <sup>++</sup> K <sup>+</sup>	Ca <sup>++</sup>	g <sup>++</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	B <sup>-</sup>	J <sup>-</sup>	Br <sup>-</sup>		прочие
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Насоновская свита														
Вн-6	К2 ns	3650,10	1237,3	24,1	19,5	1667,7	14,8	549,0	25,0	60,0	12,7	23,9	Sr <sup>-</sup> 1,88	Гидрокарбонатно-натриевый
Вн-20	К2 ns	4057,38	1431,7	15,1	6,1	1958,1	0,8	628,3	2,3	3,6	2,0	6,4	CO <sub>2</sub> <sup>-</sup> 2,74 Sr <sup>-</sup> 0,72 Ba 0,12	Гидрокарбонатно-натриевый
Вн-20	К2 ns	3888,00	1397,6	12,5	7,6	1785,0	12,5	640,5	-	-	-	-	-	Гидрокарбонатно-натриевый
Вн-20	К2 ns	3065,10	1323,1	15,0	6,1	1697,5	22,8	640,5	-	-	-	-	-	Гидрокарбонатно-натриевый
Вн-20	К2 ns	3712,60	1329,7	7,5	12,2	1680,0	43,2	610,0	-	-	-	-	-	Гидрокарбонатно-натриевый
Среднее по пласту, мг/л		3674,60	1343,9	14,8	10,3	1757,7	18,8	613,7	13,6	31,8	7,4	15,1	-	-
Яковлевская свита														
Вн-7	Як-1	16173,2	5458,9	694,4	120,4	9440,2	4,9	396,5	10,0	4,0	1,7	43,6	CO <sub>2</sub> <sup>-</sup> 6,44 Sr <sup>-</sup> 5,34 Ba <sup>-</sup> 13,34	Хлоридно-кальциевый

Продолжение приложения А

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
СВн-2	Як-І	14426,3	5041,0	391,6	113,3	8366,4	0,8	451,4	6,7	2,0	10,8	35,1	CO <sub>2</sub> <sup>-</sup> 5,47 Sr <sup>-</sup> 40,22 Ba <sup>-</sup> 8,92	Хлоридно-кальциевый
СВн-2	Як-III-VII	15760,0	5559,4	532,1	73,1	9434,5	2,9	97,6	7,4	1,6	11,4	38,3	CO <sub>2</sub> <sup>-</sup> 13,68 Sr <sup>-</sup> 74,65 Ba <sup>-</sup> 14,26	Хлоридно-кальциевый
Среднее по пласту, мг/л		15453,1	5353,1	539,4	102,3	9080,4	2,9	315,2	8,0	2,5	8,0	39,0	-	-
Нижнехетская свита НХ-І														
Вн-15	НХ-І	9819,4	3180,1	216,5	40,2	3079,5	130,0	3062,2	23,0	2,7	0,3	39,9	-	Гидрокарбонатно-натриевый
Вн-15	НХ-І	13386,0	4655,5	648,0	27,7	7923,0	18,0	113,0	13,3	4,3	-	42,2	Ba <sup>-</sup> 12,6 Sr <sup>-</sup> 85,3	Хлоридно-кальциевый
Вн-15	НХ-І	16213,0	5376,8	693,0	28,9	10000,0	17,8	96,0	12,8	4,9	-	45,2	Ba <sup>-</sup> 12,6 Sr <sup>-</sup> 86,8	Хлоридно-кальциевый
Вн-15	НХ-І	-	419,3	60,1	12,6	603,5	12,3	305,0	-	-	0,5	-	CO <sub>2</sub> <sup>-</sup> 11	Гидрокарбонатно-натриевый
Вн-15	НХ-І	-	570,4	92,2	14,6	926,6	82,3	183,0	-	-	0,9	-	CO <sub>2</sub> <sup>-</sup> 22	Хлоридно-кальциевый
Вн-15	НХ-І	-	5989,2	741,5	36,5	10508,0	65,8	183,0	-	-	9,4	-	CO <sub>2</sub> <sup>-</sup>	Хлоридно-

													22	кальциевый
Продолжение приложения А														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Вн-15	НХ-I	-	6069,0	673,8	72,4	10721,0	61,7	152,5	-	-	9,4	-	CO <sub>2</sub> <sup>-</sup> 22	Хлоридно-кальциевый
Среднее по пласту, мг/л		13139,5	3751,5	446,4	33,3	6251,7	55,4	585,0	16,4	4,0	4,1	42,4	-	-
Нижнехетская свита НХ-III-IV														
Вн-7	НХ-III-IV	11920,9	4366,2	140,6	48,7	6586,3	13,2	707,6	7,7	14,3	9,3	31,9	CO <sub>2</sub> <sup>-</sup> 13,68	Гидрокарбонатно-натриевый
Вн-7	НХ-III-IV	-	4133,8	200,4	42,0	6300,0	107,0	823,5	-	-	-	-	-	Гидрокарбонатно-натриевый
Вн-8	НХ-III-IV	6499,0	2461,9	45,1	18,0	3150,0	214,0	610,0	-	-	-	-	-	Гидрокарбонатно-натриевый
Вн-8	НХ-III-IV	7686,8	2895,9	54,8	14,5	4019,2	Н.об.	640,5	4,4	17,4	2,5	19,7	CO <sub>2</sub> <sup>-</sup> 9,17	Гидрокарбонатно-натриевый
Вн-15	НХ-III-IV	18369,5	6410,1	765,5	13,7	10680,6	6,6	378,2	17,5	7,5	0,3	39,9	-	Хлоридно-кальциевый
СВн-1	НХ-III-IV	9861,0	3458,4	210,8	24,4	5584,2	3,3	500,2	9,2	17,3	3,2	16,6	-	Хлоридно-кальциевый
СВн-2	НХ-III-IV	13473,6	4727,1	60,2	36,6	5518,3	6,6	3050,0	8,0	15,9	10,3	33,0	CO <sub>2</sub> <sup>-</sup> 72,93 Ba <sup>-</sup> 14,26	Гидрокарбонатно-натриевый
СВн-2	НХ-III-IV	380,0	4161,7	75,0	63,8	4917,5	14,1	3123,2	-	-	-	-	-	Гидрокарбонатно-натриевый
СВн-3	НХ-III-IV	9618,9	3517,9	140,6	12,2	5573,8	14,8	292,8	8,1	17,3	8,4	31,4	CO <sub>2</sub> <sup>-</sup> 16,1	Хлоридно-кальциевый
СВн-3	НХ-III-IV	8727,1	3179,6	107,0	75,9	5143,0	17,9	275,0	-	-	-	-	Ba <sup>-</sup> 2,33 Sr <sup>-</sup> 17,9	Хлоридно-кальциевый

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
СВн-3	НХ-III-IV	8727,1	3219,2	85,0	43,8	5114,0	25,2	214,0	-	-	-	-	Ba <sup>-</sup> 7,1 Sr <sup>-</sup> 11,2	Хлоридно-кальциевый
СВн-3	НХ-III-IV	9069,0	3332,4	145,6	3,7	5308,4	13,2	219,6	8,5	20,3	8,3	26,1	CO <sub>2</sub> <sup>-</sup> 16,1	Хлоридно-кальциевый
СВн-4	НХ-III-IV	7277,9	2761,6	59,5	6,5	3915,9	11,5	488,0	6,0	9,7	0,5	19,7	CO <sub>2</sub> <sup>-</sup> 6,44 Sr <sup>-</sup> 5,75 Ba <sup>-</sup> 1,39	Гидрокарбонатно-натриевый
Среднее по пласту, мг/л		9300,9	3740,4	160,8	31,4	5523,9	37,3	871,0	8,7	15,0	5,4	27,3	-	-

## Приложение Б

### Приложение Б – Состав воды озера Дэлиньюде

Содержание ионов (мг/л)												Тип вод по Сулину
Общая минерализация	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Ca <sup>++</sup>	Mg <sup>++</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	B <sup>-</sup>	J <sup>-</sup>	Br <sup>-</sup>	Прочие	
69	11,7	7	1,8	18	-	-	30,5	-	-	-	CO <sub>2</sub> <sup>-</sup> 4,4 Fe – отс.	Гидрокарбонатно-натриевый



## Приложение В

Приложение В – Расчет насыщенности вод кальцитом Ванкорского месторождения

Наименование пробы воды		Содержание ионов, мг/л						Индекс насыщения кальцитом, SI						
		Na <sup>+</sup> K <sup>+</sup>	Ca <sup>++</sup>	Mg <sup>++</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	CO <sub>2</sub>	20 <sup>0</sup> C, 1 ат	40 <sup>0</sup> C, 1 ат	60 <sup>0</sup> C, 1 ат	20 <sup>0</sup> C, 1 ат, CO <sub>2</sub> - 50 мг/л	40 <sup>0</sup> C, 1 ат, CO <sub>2</sub> - 50 мг/л	60 <sup>0</sup> C, 1 ат, CO <sub>2</sub> - 50 мг/л
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Озеро Дэлинде		11,7	7,0	1,8	18,0	0,0	30,5	4,4	-2,045	-1,697	-1,325	-3,1	-2,752	-2,381
Насоновская свита		1343,9	14,8	10,3	1757,7	18,8	613,7	2,7	0,725	1,072	1,442	-0,543	-0,196	0,174
Яковлевская свита		5353,1	539,4	102,3	9080,4	2,9	315,2	8,5	0,804	1,149	1,517	0,034	0,379	0,748
Нижнехетская свита НХ-I		3751,5	446,4	33,3	6251,7	55,4	585,0	19,3	1,008	1,353	1,722	0,594	0,94	1,309
Нижнехетская свита НХ-III-IV		3740,4	160,8	31,4	5523,9	37,3	871,0	22,4	0,883	1,228	1,597	0,534	0,879	1,249
Модельные системы	№1	1568,3	42,5	15,1	2161,5	18,2	601,3	3,2	1,052	1,399	1,769	-0,141	0,205	0,575
	№2	1731,4	73,8	19,7	2504,3	16,3	538,4	4,5	1,02	1,367	1,763	-0,026	0,321	0,691
	№3	1985,1	106,9	24,9	2971,7	15,5	507,1	5,8	0,984	1,33	1,7	0,048	0,394	0,764
	№4	2892,7	200,6	41,3	4533,8	15,8	517,3	8,6	1	1,346	1,715	0,235	0,581	0,951
	№5	3681,1	301,2	56,6	5943,8	16,2	500,2	10,2	0,997	1,343	1,712	0,307	0,652	1,027

- нет солевых выпадений
- повышенная склонность к солевых выпадениям
- солевых выпадение термодинамически возможно, низкая интенсивность

## Приложение Г

### Приложение Г – Расчет насыщенности вод гипсом и ангидритом

Наименование пробы воды	Содержание ионов, мг/л							Индекс насыщенности гипсом, SI			Индекс насыщенности ангидритом, SI			
	Na <sup>+</sup> K <sup>+</sup>	Ca <sup>++</sup>	Mg <sup>++</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	CO <sub>2</sub>	20 <sup>0</sup> C, 1 ат	40 <sup>0</sup> C, 1 ат	60 <sup>0</sup> C, 1 ат	20 <sup>0</sup> C, 1 ат	40 <sup>0</sup> C, 1 ат	60 <sup>0</sup> C, 1 ат	
Озеро Дэлинде	11,7	7,0	1,8	18,0	0,0	30,5	4,4	0	0	0	0	0	0	
Насоновская свита	1343,9	14,8	10,3	1757,7	18,8	613,7	2,7	-3,76	-3,73	-3,68	-4,1	-3,79	-3,48	
Яковлевская свита	5353,1	539,4	102,3	9080,4	2,9	315,2	8,5	-3,25	-3,24	-3,21	-3,7	-3,42	-3,15	
Нижнехетская свита НХ-I	3751,5	446,4	33,3	6251,7	55,4	585,0	19,3	-1,99	-1,98	-1,95	-2,43	-2,15	-1,86	
Нижнехетская свита НХ-III-IV	3740,4	160,8	31,4	5523,9	37,3	871,0	22,4	-2,59	-2,58	-2,53	-3,01	-2,72	-2,44	
Модельные системы	№1	1568,3	42,5	15,1	2161,5	18,2	601,3	3,2	-3,34	-3,31	-3,26	-3,69	-3,38	-3,08
	№2	1731,4	73,8	19,7	2504,3	16,3	538,4	4,5	-3,16	-3,14	-3,09	-3,52	-3,22	-2,92
	№3	1985,1	106,9	24,9	2971,7	15,5	507,1	5,8	-3,04	-3,02	-2,98	-3,42	-3,12	-2,82
	№4	2892,7	200,6	41,3	4533,8	15,8	517,3	8,6	-2,83	-2,81	-2,77	-3,23	-2,94	-2,65
	№5	3681,1	301,2	56,6	5943,8	16,2	500,2	10,2	-2,69	-2,67	-2,64	-3,12	-2,83	-2,54

 - нет солевых выпадений

## Приложение Д

### Приложение Д – Эффективность ингибирования солеотложения кальцита

Реагент	Дозировка мг/л	Модель пластовой воды (МПВ), мг/л	
		Нижнехетская свита НХ-III-IV	Смешанная вода, модель №5
1	2	3	4
	Ca <sup>2+</sup>	160,8	301,2
	HCO <sup>3-</sup>	871	500,2
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	37,3	16,2
	Mg <sup>2+</sup>	31,4	56,6
	Na <sup>+</sup>	3677	3681,1
	Cl	5523,9	5943,8
Эффективность ингибирования при 60 <sup>0</sup> С, %			
Descum 2D-3611C (рН = 9,71)	5	79	76
	10	90	80
	20	93	93
	30	97	97
Ипроден С-1	5	85	77
	10	91	89
	20	94	94
	30	97	97
Акватек 511М	5	84	76
	10	91	81
	20	94	94
	30	97	96
Эффективность ингибирования при 90 <sup>0</sup> С, %			
Descum 2D-3611C (рН = 9,71)	5	73	69
	10	84	74
	20	89	86
	30	91	91
Ипроден С-1	5	76	70
	10	87	80
	20	89	88
	30	92	91
Акватек 511М	5	75	70
	10	87	75
	20	88	88
	30	92	90