

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

Институт Природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

**БАКАЛАВАРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Комплексные методы борьбы с осложнениями на трубопроводах систем сбора нефтепродуктов Ватинского нефтегазового месторождения (ХМАО)</b>

УДК 622.692.12-049.3(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б23	Киприянов Дмитрий Андреевич		

Руководитель

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

Томск – 2017 г.

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

---

Институт природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_

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

В форме:

бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б23	Киприянову Дмитрию Андреевичу

Тема работы:

<b>Комплексные методы борьбы с осложнениями на трубопроводах систем сбора нефтепродуктов Ватинского нефтегазового месторождения (ХМАО)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	03.03.2017 г., 1462/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2017 г.
------------------------------------------	---------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Физико-химический состав нефти Ватинского месторождения, методики лабораторных анализов нефти, регламент установки подготовки нефти, нормативные документы, фондовая и периодическая литература, монографии, учебники
---------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p>	<p>Аналитический обзор факторов, влияющих на состояние межпромысловых трубопроводов при промышленном транспорте нефти, Основные осложняющие факторы при эксплуатации промысловых трубопроводов и методы их предупреждения, Оценка технологической и экономической эффективности существующих и предлагаемой технологий защиты межпромысловых трубопроводов; Результаты и их обсуждение, Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, Социальная ответственность, Заключение</p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p>	<p><i>Общие сведения о месторождении. Геолого-физическая характеристика месторождения. Постановка проблемы АСПО и солеотложения. Анализ методов борьбы с АСПО. Анализ методов борьбы с солеотложением. Анализ текущих методов борьбы с АСПО и солеотложениями и рекомендации по их оптимизации</i></p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p>	

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>01.03.2017 г.</p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------

**Задание выдал руководитель:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б23	Киприянову Дмитрию Андреевичу		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б23	Киприянов Дмитрий Андреевич

<b>Институт</b>	Природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	Геологии и разработки нефтяных месторождений
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	- Цена реализации; - Капитальные вложения.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	- Капитальные и операционные затраты на создание новой трубопроводной сети на месторождении.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	- Платежи и налоги: НДС, налог на прибыль.

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

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Использование системы показателей, отражающих деятельность предприятия применительно к условиям рыночной экономики, с включением в экономические расчеты платежей и налогов.
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	Методическая рекомендация, по оценке эффективности инвестиционных проектов.
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	- При поставке сырья на внутренний рынок окупаемость проекта составит 42%; - При поставке сырья на внешний рынок окупаемость проекта составит 111%;
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Выручка от реализации дополнительной нефти при цене на внутреннем рынке 15 000 руб за тонну: 258 588 196руб; капитальные вложения: 283 000 000руб; эксплуатационные затраты: 74 483 823руб; денежный поток: 117 538 539руб; Выручка от реализации нефти при цене на внешнем рынке 352 USD за тонну: 284 447 015руб; капитальные вложения: 283 000 000руб; эксплуатационные затраты: 74 483 823руб млн.руб; денежный поток: 314 061 956 руб;

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б23	Киприянов Дмитрий Андреевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б23	Киприянов Дмитрий Андреевич

<b>Институт</b>	<b>ИПР</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ГРНМ</b>
Уровень образования	Бакалавр	Направление/ специальность	Нефтегазовое дело

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочая зона – объекты Ватинского нефтегазового месторождения (ХМАО) компании ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Производственная безопасность</b> 1.1. Анализ выявленных вредных факторов на объектах Ватинского нефтегазового месторождения (ХМАО) компании ОАО Славнефть-Мегионнефтегаз.	Растворители парафиноотложений являются химическими реагентами, вредными веществами. Их неправильное использование может стать причиной химического отравления организма человека. Безопасное использование растворителей подразумевает использование средств индивидуальной защиты и коллективной защиты. Метеоусловия - отклонения показателей климата на открытом воздухе могут явиться причиной возникновения дополнительных ситуаций техногенно и стихийного характеров.
1.2. Анализ выявленных опасных факторов на на объектах Ватинского нефтегазового месторождения (ХМАО) компании ОАО Славнефть-Мегионнефтегаз».	Пожароопасность, взрывоопасность, ГНВП, опасность поражения молнией, поражение электрическим током (защитное заземление и зануление), работа с химическими реагентами, механические травмы.
<b>2. Экологическая безопасность:</b>	Оценка воздействия месторождения на состояние земельных ресурсов, атмосферный воздух, состояние поверхностных вод. Характеристика месторождения как источника образования отходов производства и потребления. Расчет количества вредных веществ, поступающих в атмосферный воздух. Комплекс мер по охране окружающей среды.
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Возможные ЧС на объектах Ватинского нефтегазового месторождения (ХМАО) компании ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»: пожары, взрывы,

	отравления вредными веществами. Меры по предупреждению химических отравлений Меры предосторожности при различных путях поступления вредных веществ в организм
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	<input type="checkbox"/> специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; Меры безопасности при эксплуатации производственных объектов. <input type="checkbox"/> организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. Организация работ с органическими растворителями.

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ЭБЖ	Гуляев Милий Всеволодович	к.х.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б23	Киприянов Дмитрий Андреевич		

*Планируемые результаты обучения*

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

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 80 страниц, 16 рисунков, 8 таблиц, 21 источника литературы.

Ключевые слова: пласт, нефть, скважина, методы борьбы, причины выпадения АСПО, солевые отложения, механизм выпадения отложений, предотвращение и удаление АСПО, предотвращение и удаление солевых отложений.

Объектом исследования является рассмотрение спектра методов борьбы с АСПО и солевыми отложениями.

Цель работы – анализ методов борьбы с АСПО и солевыми отложениями на добывающих скважинах Ватинского месторождения.

Результатом данной работы является оценка методов борьбы с АСПО и солевыми отложениями, применяемых на Ватинском месторождении, а также формирование рекомендаций по совершенствованию и введению новых методов борьбы с АСПО.

Эффективность и целесообразность предложенного технического решения подтверждена сравнением с альтернативными проектами и предложениями.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel, рисунки – в графической программе Corel Draw 10. Презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.



## **Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки**

ПЗП - призабойная зона пласта

АСПО - асфальтосмолопарафиновые отложения

АСВ - асфальтосмолистые вещества

ПАВ - поверхностно-активные вещества

ОАО - открытое акционерное общество

ЗАО - закрытое акционерное общество

НГДУ - нефтегазодобывающее управление

СКВ. - скважина

РФ - Российская Федерация

УПС - установка предварительного сброса (воды)

П- парафины

А - асфальтены

С - смолы

ЖОУ - жидкие отходы углеводородов

ЛНФ - легкая нефтяная фракция

ГПЗ - газоперерабатывающий завод

ГОСТ - государственный стандарт

ОСТ - отраслевой стандарт

СТП - стандарт предприятия

ТУ - технические условия

РД - руководящий документ

ППД - поддержание пластового давления

НКТ - насосно-компрессорные трубы

ПЭД - погружной электродвигатель

МОП - межочистой период

ГТМ - геолого-техническое мероприятие

ПРС - подземный ремонт скважин

КРС - капитальный ремонт скважин

## Оглавление

Введение .....	11
1 Характеристика Ватинского нефтяного месторождения.....	13
1.1 Тектоническое строение.....	14
1.2. Нефтеносность продуктивных пластов.....	15
2. Предупреждение засорения нефтепроводов и методы удаления отложений. 17	
2.1. Отложения неорганических солей.....	17
2.2 Асфальтосмолопарафиновые отложения .....	36
2.3 Коррозия трубопроводов и методы защиты .....	45
2.4 Очистка трубопроводов .....	63
3 Анализ текущих методов борьбы с АСПО и солеотложениями и рекомендации по их оптимизации.....	68
3.1 Расчет объема, концентрации и времени закачки ингибитора.....	73
4 Финансовый менеджмент .....	75
5 Социальная ответственность .....	80
Заключение.....	99
Список используемых источников .....	101

## **Введение**

Снижение качества сырьевой базы характерно, как для вновь вводимых месторождений по всему миру, так и для месторождений, разрабатываемых продолжительное время и вступивших в позднюю четвертую стадию разработки. Значительное ухудшение сырьевой базы, увеличение доли ТРИЗ, повышение обводненности.

Объектом исследования бакалаврской работы являются трубопроводы систем сбора нефтепродуктов нефтегазового месторождения.

Цель работы – разработка и внедрение технологии защиты межпромысловых трубопроводов, анализ методов борьбы с возможными отложениями и выделение самых эффективных методов борьбы для рассматриваемого месторождения. В процессе исследования был произведен расчет необходимой концентрации ингибитора для повышения коррозионной защиты существующих трубопроводов. Полученные результаты и новизна: в результате исследования была определена концентрация ингибитора и время контакта пробки ингибитора, были определены основные требования к выбору методов борьбы с солеотложениями и АСПО для данного месторождения, а также выработаны рекомендации.

Промысловые и межпромысловые трубопроводы являются самыми ответственными объектами в трубном парке компаний осуществляющих виды деятельности, связанной с пользованием участками недр на территории Ханты-Мансийского автономного округа-Югры. Протяженность трубопроводов на Ватинском месторождении составляет 693 км, и только 9% этих трубопроводов выполнены в антикоррозионном исполнении с применением внутреннего защитного покрытия. Оставшаяся часть трубопроводов эксплуатируется без надежной внутренней защиты. Средний срок эксплуатации трубопроводов составляет 12 лет. Аварии на таких объектах могут вызвать не только остановку целого промысла (месторождения) но и привести к большим техногенным и экологическим последствиям. В разработанной и внедренной компанией

системе приоритизации, данная группа трубопроводов определена как критичная, требующая особого внимания и подхода в вопросах обеспечения целостности и продления сроков эксплуатации.

Образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и солевых отложений является серьезной проблемой при добычи нефти на Ватинском месторождении. Данные образования вызывают осложнения в работе оборудования и трубопроводных коммуникаций и в итоге приводят к снижению производительности и эффективности работы системы сбора.

Степень внедрения: на данный момент на Ватинском месторождении ведется строительство дополнительных объектов для борьбы с АСПО, солеотложениями и коррозией, которые в будущем помогут решить существующую проблему с межпромысловыми трубопроводами

Предотвращение (профилактика) образования АСПО и солеотложений в процессах добычи является основным направлением деятельности предприятий по борьбе с данным видом проблем, в то время как удаление уже сформировавшихся отложений применяется только в экстренных случаях. Выбор способов борьбы с образованиями АСПО и солеотложениями, а также эффективность различных методов зависит от множества факторов (способ добычи, термобарический режим, состав и свойств добываемого флюида).

## 1. Характеристика Ватинского нефтяного месторождения

Ватинское нефтяное месторождение расположено в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области вблизи разрабатываемых Аганского (на севере), Мегионского (на востоке), Самотлорского (на северо-востоке) и Северо-Покурского (на западе) месторождений.

Расстояние от месторождения по прямой до окружного центра Ханты-Мансийска составляет 370 км, до областного центра г. Тюмени – 750 км, городов Сургута и Нижневартовска соответственно 150 и 50 км. Ближайшими населенными пунктами являются г. Нижневартовск, г. Мегион, посёлок Покур и посёлок Вата (рис.1.1)



Рис.1.1 – Местоположение

Месторождение открыто в 1963 г. Пробная эксплуатация месторождения начата в 1965 г., промышленная – в 1966 г.

Залежи углеводородов приурочены к 33 продуктивным пластам: АВ<sub>1</sub><sup>1+2</sup>, АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>, АВ<sub>2</sub><sup>1</sup>, АВ<sub>2</sub><sup>2</sup>, АВ<sub>3</sub>, АВ<sub>4</sub>, АВ<sub>5</sub>, АВ<sub>6</sub>, АВ<sub>7</sub>, АВ<sub>8</sub>, БВ<sub>0</sub><sup>0</sup>, БВ<sub>0</sub><sup>1</sup>, БВ<sub>0</sub><sup>2</sup>, БВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, БВ<sub>1</sub><sup>2</sup>, БВ<sub>2</sub>, БВ<sub>3</sub><sup>1</sup>, БВ<sub>3</sub><sup>2</sup>, БВ<sub>4</sub><sup>1</sup>, БВ<sub>4</sub><sup>2</sup>, БВ<sub>5</sub>, БВ<sub>6</sub>, БВ<sub>7</sub><sup>0</sup>, БВ<sub>7</sub>, БВ<sub>8</sub><sup>1+2</sup>, БВ<sub>8</sub><sup>3</sup>, БВ<sub>19-20</sub>, БВ<sub>21-22</sub>, ЮВ<sub>1</sub><sup>0</sup>, ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup>, ЮВ<sub>2</sub>, ЮВ<sub>3</sub> нижнемеловых и юрских отложений.

## 1.1 Тектоническое строение

В пределах Западно-Сибирской плиты большинство исследователей выделяет три структурно-тектонических этажа:

Нижний – формировался в палеозойское и допалеозойское время и отвечает геосинклинальному этапу развития современной плиты.

Средний – объединяет отложения, образовавшиеся в условиях парагеосинклинали, имевшей место в пермско-триасовое время.

Верхний – мезо-кайнозойский, типично платформенный. Формировался в условиях длительного, устойчивого погружения фундамента.

На тектонической карте Западно-Сибирской плиты (1998 г. ред. Шпильман В.И., Подсосова Л.Л., Змановский Н.И.) Ватинское месторождение расположено в центральной части Нижневартовского свода - структуры I порядка, образованной относительным поднятием крупного блока фундамента. На западе Нижневартовский свод отделяется от Сургутского свода Ярсомовским прогибом, на юго-западе и юге граничит с Юганской мегавпадиной, на востоке – с Колтогорско-Толькинской шовной зоной (рисунок 1.2)



Рисунок 1.2. – Выкопировка из тектонической карты центральной части Западно – Сибирской плиты (под ред. В.И. Шпильмана, Н.И. Змановского, Л.Л. Подсосовой, 1998 г.)

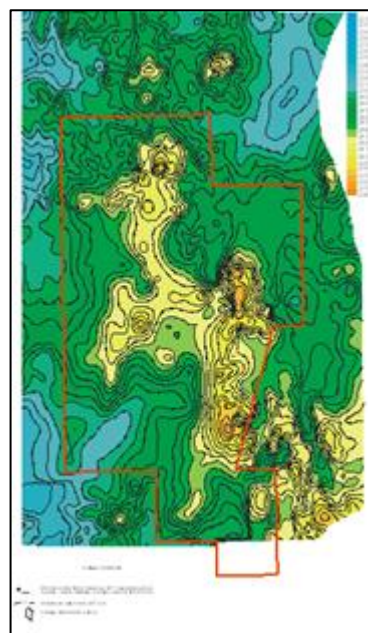


Рисунок 1.3 – Структурная карта подошвы баженовской свиты

В тектоническом отношении Ватинское месторождение приурочено к Мегионско-Покурской системе валов, а именно к собственно Ватинскому и частично к Маломегионскому локальным поднятиям III порядка, имеющим сложные очертания. Оно сочленяется через седловины различных форм и размеров на юго-востоке в районе скважины 138 - с Мегионским, на севере в районе скважин 809 и 814 - с Южно-Аганским, на западе, район скважины 148 – с Северо-Покурским поднятиями [1].

Ватинскую, Мегионскую, Мыхпайскую и Самотлорскую структуры. Амплитуды Ватинских поднятий по указанному пласту следующие: по Западно-Ватинскому – 47 м, вершина располагается в районе скважины 104 (отметка -1637,5 м); по Восточно-Ватинскому – 40 м. (скв. 1180, отметка -1640 м).

Крутизна крыльев уменьшается от  $2^{\circ} \div 2^{\circ}30'$  по сейсмическому горизонту «Б» (кровля баженовской свиты) по БВ<sub>8</sub>, до  $0^{\circ}3' \div 1^{\circ}$  – по горизонту АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>. Таким образом, на Ватинской площади имеется ряд куполовидных поднятий, которые можно объединить в два наиболее крупных - Западно-Ватинское и Восточно-Ватинское, имеющих простирание, близкое к меридиональному.

## 1.2 Нефтеносность продуктивных пластов

Продуктивные залежи на Ватинском месторождении приурочены к алымской свите (пласты АВ<sub>1</sub><sup>1+2</sup>, АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>), верхней (АВ<sub>2</sub><sup>1</sup>, АВ<sub>2</sub><sup>2</sup>, АВ<sub>3</sub>, АВ<sub>4</sub>, АВ<sub>5</sub>, АВ<sub>6</sub>, АВ<sub>7</sub>, АВ<sub>8</sub>) и нижней (БВ<sub>0</sub><sup>0</sup>, БВ<sub>0</sub><sup>1</sup>, БВ<sub>0</sub><sup>2</sup>, БВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, БВ<sub>1</sub><sup>2</sup>, БВ<sub>2</sub>, БВ<sub>3</sub><sup>1</sup>, БВ<sub>3</sub><sup>2</sup>, БВ<sub>4</sub><sup>1</sup>, БВ<sub>4</sub><sup>2</sup>, БВ<sub>5</sub>) подсвитах ванденской свиты, к подошвенной части ванденской и кровельной части мегионской свит (БВ<sub>6</sub>, БВ<sub>7</sub><sup>0</sup>, БВ<sub>7</sub>, БВ<sub>8</sub><sup>1+2</sup>, БВ<sub>8</sub><sup>3</sup>), подошвенной части мегионской свиты (БВ<sub>19-20</sub>, БВ<sub>21-22</sub>), к васюганской (ЮВ<sub>1</sub><sup>0</sup>, ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, ЮВ<sub>1</sub><sup>2</sup>) и тюменской (ЮВ<sub>2</sub>, ЮВ<sub>3</sub>) свитам. В разрезе выделено 33 продуктивных пласта, содержащих 112 залежей нефти.

В таблице 1 приведены геолого-физические характеристики продуктивных пластов Ватинского месторождения. В таблице 2.4.2 приведена краткая характеристика залежей.

Таблица 1 Геолого – физическая характеристика продуктивных пластов Ватинского месторождения

Параметры	AB <sub>1</sub> <sup>1+2</sup>	AB <sub>1</sub> <sup>3</sup>	AB <sub>2</sub> <sup>1</sup>	AB <sub>2</sub> <sup>2</sup>	AB <sub>3</sub>	AB <sub>4</sub>	AB <sub>5</sub>	AB <sub>6</sub>	AB <sub>7</sub>	AB <sub>8</sub>	AB <sub>9</sub> <sup>0</sup>	BB <sub>9</sub> <sup>1</sup>	BB <sub>9</sub> <sup>2</sup>	BB <sub>1</sub> <sup>1</sup>	BB <sub>1</sub> <sup>2</sup>	BB <sub>2</sub>	BB <sub>3</sub> <sup>1</sup>	BB <sub>3</sub> <sup>2</sup>	BB <sub>4</sub> <sup>1</sup>	BB <sub>4</sub> <sup>2</sup>	BB <sub>5</sub>	BB <sub>6</sub>	BB <sub>7</sub> <sup>0</sup>	BB <sub>7</sub> <sup>1</sup>	BB <sub>7</sub> <sup>2</sup>	BB <sub>8</sub> <sup>1+2</sup>	BB <sub>8</sub> <sup>3</sup>	BB <sub>19,20</sub>	BB <sub>21,22</sub>	ЮВ <sub>1</sub> <sup>0</sup>	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>	ЮВ <sub>2</sub>	ЮВ <sub>3</sub>	ЮВ <sub>4</sub>				
Средняя глубина залегания, м	1682-1745	1693-1757	1690-1749	1707-1752	740-1767	1741-1780	1766-1796	1799-1817	1821-1868	1845-1869	1895-1901	1865-1912	1872-1912	1891-1930	1888-1936	1914-1957	1934-1963	1956-1969	1966-2002	1974-2009	2003-2046	2036-2122	2078-2089	2071-2108	2114-2188	2126-2195	2325-2468	2376-2488	2399-2474	2408-2542	2442-2536	2461-2515	2401-2528						
Тип залежей	ПС ЛЭ	ПС ЛЭ	ПС, ПС ЛЭ	ПС, ПС ЛЭ	ПС, ПС ЛЭ	ПС, ПС ЛЭ	ПС	ПС	ПС	ПС	ПС ЛЭ	ПС ЛЭ	ПС ЛЭ	ПС ЛЭ	ПС ЛЭ	ПС	ПС ЛЭ	ПС	ПС ЛЭ	ПС	ПС	ПС ЛЭ	ПС ЛЭ	ПС	ПС	ПС ЛЭ	ПС ЛЭ	ПС ЛЭ	ПС ЛЭ	ПС ЛЭ	ПС ЛЭ	ПС ЛЭ	ПС ЛЭ	ПС ЛЭ	ПС ЛЭ	ПС ЛЭ	ПС ЛЭ	ПС ЛЭ	ПС ЛЭ
Тип коллектора	терригенный		терригенный		терригенный		терригенный		терригенный		терригенный		терригенный		терригенный		терригенный		терригенный		терригенный		терригенный		терригенный		терригенный		терригенный		терригенный		терригенный		терригенный		терриг.		
Площадь нефтеносности, тыс. м <sup>2</sup>	521067	464472	283965	69062	11446	10778	6621	4562	7295	6194	1180	18196	9344	15249	13042	3458	5003	2316	7456	7391	1469	51243	1305	5092	160517	36185	76381	134377	5198	9937	14194	1445	1979						
Средняя общая толщина, м	183	75	17,1	15,4	10,8	14,8	23,8	25,8	18,2	20,1	5,3	6,2	6,6	8,0	13,4	16,4	12,5	16,5	6,7	17,2	13,0	12,6	6,3	7,8	20,5	9,1	19,7	16,7	11,4	14,1	15,8	6,6	8,6						
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,3	3,1	4,0	4,4	2,9	2,7	6,0	6,7	3,9	5,4	1,8	2,1	3,7	2,2	6,0	4,9	4,3	3,3	2,3	9,0	2,6	6,0	1,4	3,8	10,6	3,3	5,7	4,9	3,5	5,1	2,9	1,4	2,2						
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	0,8	2,2	5,3	7,4	2,4	2,7	7,1	11,1	7,2	5,7	1,4	2,1	0,8	1,8	4,5	9,2	1,2	9,4	1,1	6,7	8,2	4,5	0,6	2,1	9,3	2,9	6,4	4,2	0,0	5,1	3,2	0,1	0,2						
Коэффициент пористости нефтенасыщенных коллекторов, доли ед.	0,20	0,22	0,23	0,24	0,23	0,23	0,24	0,24	0,23	0,24	0,24	0,22	0,23	0,22	0,23	0,23	0,20	0,22	0,20	0,20	0,22	0,22	0,20	0,22	0,21	0,20	0,18	0,18	0,17	0,17	0,15	0,14	0,15						
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,39	0,50	0,57	0,62	0,54	0,57	0,64	-	0,62	0,59	0,50	0,58	0,67	0,57	0,67	-	0,60	-	0,55	0,55	-	0,61	0,51	0,56	0,68	0,55	0,60	0,60	0,50	0,60	0,54	0,40	0,50						
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,39	0,45	0,51	0,54	0,52	0,56	0,67	0,62	0,55	0,57	0,45	0,53	0,50	0,48	0,56	0,55	0,55	0,57	0,53	0,53	0,54	0,60	0,49	0,52	0,62	0,46	-	-	-	0,53	0,53	0,40	0,50						
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,39	0,49	0,55	0,57	0,53	0,57	0,67	0,62	0,61	0,58	0,49	0,57	0,64	0,55	0,63	0,55	0,59	0,57	0,55	0,54	0,54	0,61	0,51	0,55	0,65	0,52	0,60	0,60	0,50	0,56	0,54	0,40	0,50						
Проницаемость, 10 <sup>3</sup> мкм <sup>2</sup>	6	73	244	458	161	163	293	350	175	214	1056	75	269	128	369	569	37	462	23	22	335	223	30	182	385	126	44	27	40	49	13	6	9						
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,158	0,500	0,357	0,600	0,345	0,245	0,449	0,559	0,281	0,433	0,328	0,419	0,690	0,291	0,606	0,841	0,387	0,785	0,403	0,784	0,806	0,790	0,201	0,657	0,843	0,550	0,424	0,387	0,324	0,483	0,265	0,231	0,265						
Расчетная пористость, ед.	2,5	1,9	4,4	4,2	3,0	3,9	5,8	6,1	4,8	7,0	1,0	2,0	2,0	3,0	3,0	3,0	4,0	5,0	3,0	5,0	3,0	3,0	1,0	3,0	5,0	3,0	5,0	5,0	6,0	4,0	4,0	1,0	2,0						
Начальная пластовая температура, °С	70	70	72	72	75	-	-	-	80	80	80	80	80	80	80	81	82	82	85	85	85	87	87	87	88	88	90	90	96	96	96	96	-	-					
Начальное пластовое давление, МПа	17,4	17,4	17,4	17,4	17,5	17,7	17,9	18,1	18,3	18,6	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2	19,4	19,6	19,6	19,9	19,9	20,9	21	21	21	21,5	21,5	24,5	24,5	25	25	25	25	26	26					
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	2,0	2,2-31	2,2-31	2,2-31	1,89	-	-	-	1,36	1,17	1,51	1,51	1,51	1,02	1,02	-	1,72	1,72	1,63	1,63	-	1,30	0,99	0,99	1,05	1,05	-	-	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01					
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	805	783-802	783-802	783-802	788	-	-	-	762	793	738	738	738	777	777	765	765	765	750	750	-	784	737	737	736	736	734	734	631,4	631,4	631,4	631,4	631,4	631,4					
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	860	860	860	860	860	860	860	842	842	850	850	850	850	850	850	850	850	850	842	842	842	846	840	840	833	840	831	831	831	831	831	831	831	831	831				
Абсолютная отметка ВНК, м	-1690	-1690	-1690-1695	-1690-1692	-1701-1721	-1708-1729	-1738	-1763	-1808-1813	-1817	-1857	-1857	-1857	-1875	-1881	-1882	-1908	-1912	-1945	-1954	-1967-1982	-2016-2071	-2025-2034	-2053	-2130-2134	-2134	-2325-2395	-2368-2436	-	2392-2486	-2391-2485	-2462	-2440-2474						
Объемный коэффициент нефти, д. ед.	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,15	1,15	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,20	1,20	1,12	1,12	1,24	1,24	1,24	1,24	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34				
Содержание серы в нефти, %	0,91	0,91	0,91	0,91	1,00	1,45	1,45	1,42	1,42	0,93	0,79	0,79	0,79	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	1,03	-	-	0,89	0,89	0,45	0,45	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Содержание парафина в нефти, %	3,4	2,31-3,8	2,31-3,8	2,31-3,8	-	2,9	2,9	3,4	-	3,2	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	-	-	-	-	-	-	3,16	-	-	3,14	3,14	-	-	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
Давление насыщения нефти газом, МПа	7,4	7,48	7,48	7,48	7,2	7,2	7,2	7,2	8,9	7,4	7,9	7,9	7,9	8,8	8,8	6,7	7,6	7,6	7,0	7,0	7,4	9	8,8	8,8	10	10	5,3	5,3	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	45	45	45	45	45	45	45	41	41	44	44	44	44	44	44	44	44	44	46	46	43	43	73	73	73	73	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	
Содержание сероводорода, %	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Вязкость воды в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,40	0,40	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35		
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	1,013	1,013	1,013	1,013	-	1,012	1,012	-	-	-	-	-	-	1,010	1,010	-	-	-	-	-	-	1,014	-	-	-	1,018	1,018	1,020	1,020	1,016	1,016	1,016	1,016	1,016	1,016	1,016	1,016	1,016	1,016
Сжимаемость, 1/МПа × 10 <sup>4</sup>																																							
нефти	-	-	-	-	15	-	-	-	-	11,8	12,3	12,3	12,3	13,6	13,6	16,9	12,8	12,8	10,4	10,4	9,5	15,4			14,8	13,9	13,9	-	-	14,5	14,5	14,5	-	-					
воды	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	
породы	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,48	0,49	0,55	0,56	0,60	0,58																																	



## **2. Предупреждение засорения нефтепроводов и методы удаления отложений**

Засорение выкидных линий и нефтесборных коллекторов, проложенных на территории нефтяного месторождения, происходит по следующим причинам.

1. Ввиду недостаточной скорости потока твердые частицы, выносимые из скважин вместе с нефтью на поверхность, оседают в нефтепроводе, уменьшая его проходное сечение.

2. При определенных термодинамических условиях из совместного потока нефти, газа и воды могут выпадать соли и асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), создающие твердый, трудно разрушаемый осадок.

3. При интенсивной коррозии разрушаются внутренние стенки трубопроводов, аппаратов, оборудования, в результате образовавшиеся продукты коррозионных процессов при низких скоростях потока жидкости оседают в трубопроводах и уменьшают проходное сечение [2].

### **2.1 Отложения неорганических солей**

Отложение неорганических солей при добыче обводненной нефти в процессе разработки большинства месторождений России стало распространенным явлением (рис.2.1). Отложения солей происходят при всех способах эксплуатации скважин.

Межремонтный период работы механизированного фонда "солепроявляющих" скважин существенно уменьшается. Отложения солей происходят в поверхностном оборудовании, групповых, замерных установках, нефтесборных коллекторах и системах подготовки нефти. Разнообразие горно-геологических особенностей строения продуктивных пластов, состава пластовых флюидов, системы поддержания пластового давления и типов, используемых для этого вод предопределило разнообразие причин образования отложения неорганических солей на поверхности оборудования, а также различие в составах солей на разных месторождениях [3].



Рис. 2.1. – Отложения солей на рабочем колесе ЭЦН и в трубах

**Состав и структура солеотложений.** По преимущественному содержанию в отложениях неорганических солей определенного вида выделяется три группы солей: карбонатные, сульфатные и хлоридные. Самыми распространенными являются карбонатные отложения солей, содержащие в основном сульфат кальция (60-80%), карбонаты кальция и магния (5-16%). Объясняется это присутствием кальция в горных и осадочных породах, с которыми вода приходит в соприкосновение, фильтруясь через них или протекая по руслам рек, а также высокой растворимостью некоторых соединений кальция. При растворении известняков водой большую роль играет концентрация в воде свободной углекислоты. Наличие в растворе одновременно ионов  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{HCO}_3^-$  образует соединение бикарбонат кальция  $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ . При определенных условиях каждая молекула сульфата кальция связывает две молекулы воды, в результате чего образуются кристаллы гипса, поэтому такие отложения называют гипсовыми. Если при этом в составе отложений содержится более 15% твердых и тяжелых углеводородных соединений нефти, то они классифицируются как гипсоуглеводородные. В составе отложений в виде примесей присутствуют до 0,5 – 4,5 % окислов железа и до 0,5 – 3,0 % кремнезема, наличие которых объясняется коррозией

оборудования и выносом песчинок жидкостью в процессе эксплуатации скважины.

Хлориды являются основной частью подавляющего большинства пластовых вод нефтяных месторождений. Хлористые соли отличаются хорошей растворимостью, поэтому в их присутствии повышается растворимость малорастворимых соединений, таких как карбонат и сульфат кальция [4].

Образование гипсовых отложений происходит в скважинах, объектом разработки которых являются пласты девона или нижнего карбона. Сплошные отложения образуются при движении по трубам воды, пересыщенной карбонатом кальция. В этом случае отложения состоят из карбоната кальция, они твердые и прочно прикреплены к стенкам труб (рис. 2.1).

Структура отложений имеет три характерных вида:

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

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

3 Плотные крупнокристаллические отложения: крупные игольчатые кристаллы гипса длиной 12-25 мм образуют каркас. Между ними находятся более мелкие кристаллы солей и углеводородные соединения. В поперечном сечении у стенки оборудования слой более плотный, а по мере удаления от поверхности доля крупных кристаллов значительно увеличивается. В

некоторых случаях в НКТ отложения гипса представлены в виде одиночных кристаллов длиной 20-27 мм с включением у основания мелких.

Отложения всех трех видов образуются в НКТ, хвостовиках, устьевой арматуре, системе подготовки нефти и воды. В клапанах, приемных фильтрах насосов и на штангах крупнокристаллические отложения не обнаружены. Толщина отложений зависит от интенсивности и времени осадконакопления [4]. Из опыта добычи обводненной нефти известны случаи образования мощных пробок гипсовых отложений длиной в несколько сот метров, при этом практически перекрывается проходное сечение труб.

**Причины и условия солеотложений.** Выпадение любого вещества в осадок происходит в том случае, если концентрация этого вещества или иона в растворе превышает равновесную (или предельную) концентрацию, т. е. когда соблюдается неравенство  $c_i \geq c_i^P$ , где  $c_i$  - концентрация соединения или иона, потенциально способного к выпадению в осадок,  $c_i^P$  - равновесная концентрация (предельная растворимость) соединения или иона при данных условиях. Это неравенство смещается в сторону выпадения осадка либо за счет увеличения левой части (возрастания фактической концентрации), либо за счет уменьшения правой части (снижения предельной растворимости). Первое из этих условий возникает обычно при смешении вод разного состава, химически несовместимых друг с другом. Вторым условием выпадения осадков служит перенасыщение вод в результате изменения температуры, давления выделения газов, когда в исходном растворе снижается величина равновесной концентрации.

**Отложения сульфата кальция.** При разработке нефтяных месторождений с применением заводнения происходят гидрохимические изменения, сказывающиеся на формировании пластовых вод, добываемых попутно с нефтью. С закачкой воды в нефтяном пласте образуется сложная многокомпонентная система: закачиваемая вода - пластовая вода - нефть с растворенным газом - породы пласта. В результате сложных внутрислоистовых

процессов в этой системе происходит увеличение концентрации ионов сульфата в пластовых водах [6]. Поэтому все гипотезы о причинах отложения гипса сводятся к объяснению причин увеличения в пластовой воде концентрации сульфат-ионов в связи с закачкой пресной или сточной вод, а также к изучению растворимости осадкообразующих соединений из-за изменяющихся термодинамических условий при подъеме жидкости с забоя скважины на поверхность.

Образование гипсовых отложений будет происходить в том случае, если концентрация сульфата кальция в растворе превысит при данных условиях равновесную. Такое условие возникает при смешении пластовой хлоркальциевой воды с пресной или сильно опресненной водой, насыщенной сульфатами в процессе продвижения ее по пласту. При этом предполагается, что обводнение скважин обусловлено поступлением воды на забой из различных пропластков и пластов (в случае совместного вскрытия перфорацией). Причем воды, поступающие из различных пропластков, существенно отличаются по солевому составу. Одни из них больше насыщены сульфатами, другие, в частности пластовые, насыщены ионами кальция. В результате смешения таких вод в скважине раствор оказывается перенасыщенным по отношению к сульфату кальция, избыток которого выпадает на оборудовании в виде твердого осадка [7].

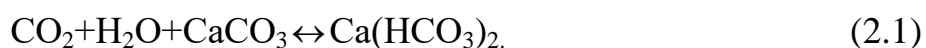
На интенсивность образования гипсовых отложений влияет изменение величины равновесной концентрации (предельной растворимости) сульфата кальция. Это условие возникает при изменении температуры и давления в насыщенных сульфатных растворах при подъеме жидкости из скважины. Перепады давления, которые испытывают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

на растворимость гипса в воде только на поверхностях теплообмена установок по подготовке обводненной нефти.

**Отложения карбонатов кальция и магния.** В добывающих скважинах по мере подъема продукции происходит снижение температуры (при этом растворимость карбоната кальция  $\text{CaCO}_3$  (кальцит) увеличивается) и давления (что вызывает понижение растворимости карбоната кальция). Поэтому при выяснении причин отложения карбонатных осадков в добывающих скважинах и системе сбора и подготовки нефти необходимо рассматривать совместное проявление этих двух противоположно направленных факторов.

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

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



Для образования бикарбоната кальция и невыпадения кальцита из раствора необходимо некоторое количество свободной двуокиси углерода в воде. Таким образом, снижение давления в системе газ-вода, приводящее к соответствующему снижению парциального давления  $\text{CO}_2$ , может быть одной из причин уменьшения растворимости кальцита и выпадения его в осадок. Именно этот процесс вызывает частое отложение кальцита на стенках НКТ в добывающих скважинах выше глубины начала разгазирования нефти или выше точки ввода газа в НКТ в газлифтных скважинах [8].

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

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



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

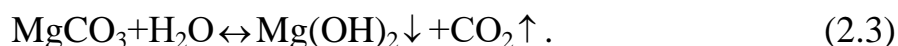
В составе отложений при добыче нефти встречены осадки карбоната магния. Его образование происходит по схеме реакции (2.1) и (2.2).

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

Обычно карбонат магния не представляет такой опасности, как карбонат кальция. Как правило, природные воды, содержащие магний, имеют в своем составе и кальций. Любое нарушение равновесия в воде, направленное на уменьшение растворимости карбоната магния, будет также уменьшать и растворимость карбоната кальция, который, как менее растворимый, первым начнет выпадать в осадок, что приведет к соответствующему снижению содержания карбонат-ионов в растворе. Поэтому, несмотря на существенное нарушение условий карбонатного равновесия, пластовые воды, содержащие кальций и магний, обычно выделяют осадки карбоната кальция.

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

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



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

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

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

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



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

Методы удаления отложений солей подразделяются на механические и химические (рис. 2.2).

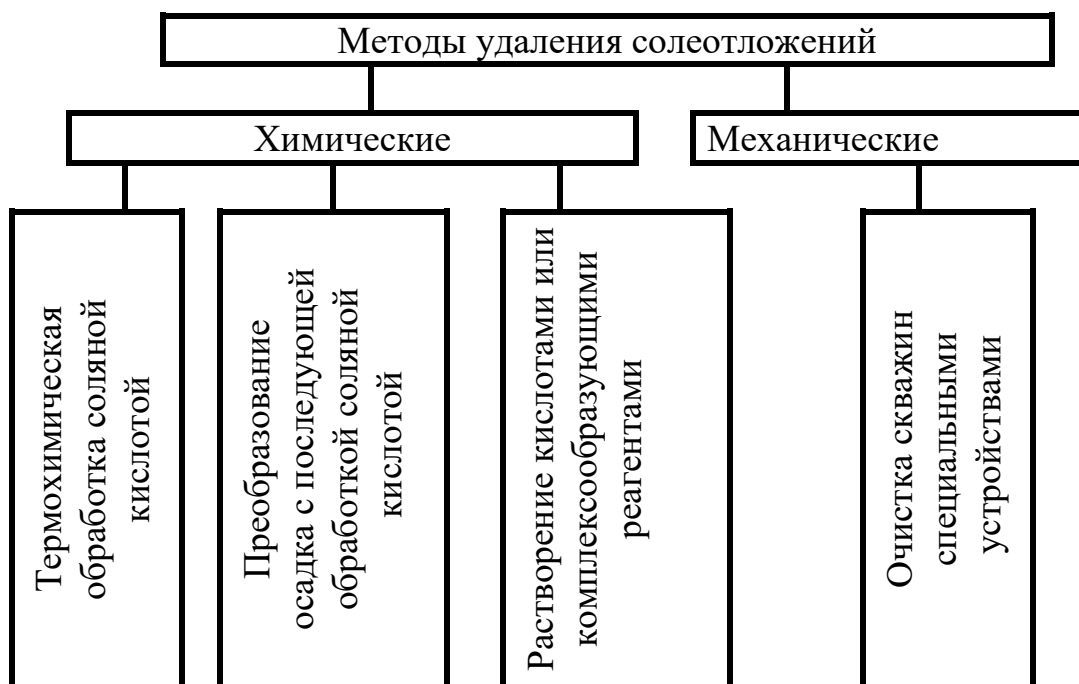
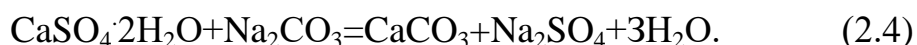


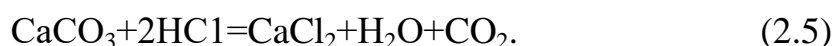
Рис. 2.2. – Методы удаления солеотложений

Механические методы удаления отложений - проведение очисток скважин путем разбуривания мощных солевых пробок или путем проработки колонны расширителями, скребками с последующим шаблонированием - обеспечивают положительный эффект в том случае, если интервал перфорации не перекрыт солевыми осадками. Если фильтрационные каналы перекрыты отложениями гипса, то необходимо производить повторную перфорацию колонны. Механические очистки являются дорогостоящими мероприятиями, поэтому в настоящее время наибольшее распространение получили химические методы удаления отложений.

Сущность химических методов удаления отложений солей заключается в проведении обработок скважин реагентами, эффективно растворяющими неорганические соли. Для удаления карбонатных солей, как, например, кальцита, успешно применяются простые солянокислотные обработки. Значительно сложнее поддаются удалению отложения сульфатных солей. Для их разрушения используют: конверсию осадка с последующим растворением преобразованного осадка соляной кислотой или растворение кислотами и хелатными соединениями. Из растворителей конверсионного типа применение на промыслах получили карбонаты и бикарбонаты натрия и гидроокиси натрия и калия. Так, конверсия гипсового осадка при воздействии карбонатом натрия протекает по химическому уравнению:

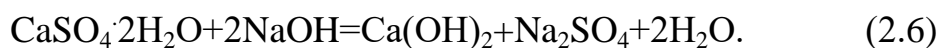


Образующийся в результате этой реакции осадок карбоната кальция удаляется раствором соляной кислоты:



Для промышленных обработок скважин при удалении гипса используются 10–15%-ные водные растворы карбоната натрия (техническая кальцинированная сода), а при удалении вторичного осадка карбоната кальция применяется 10–13 %-ный раствор соляной кислоты.

Наибольшее распространение в отечественной промышленной практике для удаления отложений гипса получило использование растворов гидроокисей, например, раствор гидроокиси калия или натрия. При воздействии гидроокиси натрия на отложения гипса реакция протекает с образованием гидроокиси кальция и сульфата натрия [8]:



Сульфат натрия хорошо растворим в воде, а гидроксид кальция представляет собой рыхлую массу, легко переходящую во взвешенное состояние с образованием тонкодисперсной суспензии, которая может быть извлечена потоком жидкости.

Добавление 3 – 4%-го раствора хлористого аммония или 5–10%-ного раствора хлористого натрия приводит к ускорению реакции. Наиболее эффективно действует реагент при температуре 70-80 °С.

В зарубежной практике борьбы с отложениями гипса применяются хелатные соединения, действие которых основано на разрушении гипсовых осадков вследствие образования устойчивых комплексов с ионами, содержащимися в растворе. В практике наибольшее распространение получили растворы этилендиаминтетрауксусной кислоты (ЭДТА) и ее солей. Реакция хелатных соединений с сульфатными осадками протекает медленнее, чем со щелочными, однако качество очистки лучше. Для увеличения скорости реакции в хелатные растворы добавляют карбонаты щелочных металлов, щелочи, бикарбонат аммония, гликолят натрия, бензол, толуол и т. д. На отечественных месторождениях в ограниченном количестве проводятся обработки скважин с использованием 10–20 %-го раствора трилона Б (двунатриевая соль ЭДТА). Однако из-за высокой стоимости реагента и получения результатов, сопоставимых с эффективностью щелочных обработок, хелатные соединения применяются только для удаления наиболее плотных, мелкозернистых осадков гипса и барита [9].

Хорошие результаты получены при ликвидации осадков гипса из ПЗП с помощью термогазохимического воздействия (ТГХВ). Сущность этого метода заключается в том, что в интервал перфорации спускают скважинный аккумулятор давления, содержащий медленно горящий порох, при сгорании которого на забое создается большое давление и развивается высокая

температура. В продуктах сгорания содержится углекислый газ и соляная кислота. Все эти факторы влияют на быстрое разрушение и растворение гипсоуглеводородных отложений любой плотности в призабойной зоне скважины. Однако многократное проведение ТГХВ в одной скважине может привести к нарушению целостности эксплуатационной колонны и цементного кольца.

Применение химических реагентов для удаления отложений гипса направлено на активное воздействие только на минеральную часть отложений, в то время как осадок содержит и углеводороды. Углеводородные соединения, обволакивая кристаллы гипса и заполняя пустоты между ними, мешают его взаимодействию с растворяющим реагентом. При этом значительно уменьшается площадь реагирования, а, следовательно, и эффективность процесса растворения отложений. В таких случаях практикуют удаление углеводородов из осадка до химической обработки путем промывки скважины горячей нефтью или растворителями. Но это существенно усложняет технологию обработок.

Одним из путей повышения эффективности удаления осадков является применение, совместно с раствором щелочи или соляной кислоты, стимуляторов растворения гипсоуглеводородных отложений на основе кубовых остатков производства циклодиаксанов.

Основным показателем эффективности удаления гипсоуглеводородных отложений из скважин является коэффициент восстановления дебита, определяемый отношением дебита после обработки к дебиту скважины до начала отложения гипса при том же режиме работы насосной установки. Как правило, это имеет место при солянокислотных обработках скважин и ТГХВ, которые позволяют одновременно увеличивать проницаемость призабойной зоны пласта. Продолжительность эффекта и дополнительная добыча нефти от обработки лишь косвенно и частично характеризуют качество удаления отложений, так как проведением таких обработок не устраняются условия

образования осадков. Эти показатели существенно зависят от насыщенности пластовой воды сульфатами, от термодинамических условий в скважине и других изменяющихся факторов.

О технологической эффективности химических обработок можно судить по увеличению коэффициента продуктивности скважины, если проведено удаление гипса из призабойной зоны скважины, или по увеличению коэффициента подачи ШГНУ, если проведено удаление гипсоуглеводородных отложений из приемной части насосного оборудования.

В настоящее время для повышения эффективности удаления солей химические обработки скважин частично применяют в сочетании с ТГХВ или дополнительной перфорацией. Такие комплексные обработки скважин позволяют надежно ликвидировать отложения солей в глубиннонасосном оборудовании и призабойной зоне пласта, восстановить нормальную работу насосной установки и коэффициент продуктивности, что является предпосылкой успешного применения методов предотвращения образования отложений солей.

**Методы предотвращения солеобразований.** Основным направлением борьбы с отложением неорганических солей является применение методов предотвращения их отложения в скважинах и на глубиннонасосном оборудовании. При этом правильный выбор метода можно сделать на основе всестороннего изучения причин, условий и зон образования отложений солей. Существующие методы предотвращения отложения солей можно разделить на две группы - безреагентные и химические (рис.2.3).

К безреагентным методам предотвращения отложения солей относятся: воздействие на перенасыщенные солями растворы магнитными силовыми и акустическими полями, использование защитных покрытий труб и рабочих органов насосов, а также проведение специальных изоляционных работ, поддержание повышенных забойных давлений, использование хвостовиков,

диспергаторов и других конструктивных изменений в глубиннонасосных установках.

Влияние электромагнитного поля на процессы кристаллизации связано, очевидно, с действием магнитной и электрической составляющих. Установлено,

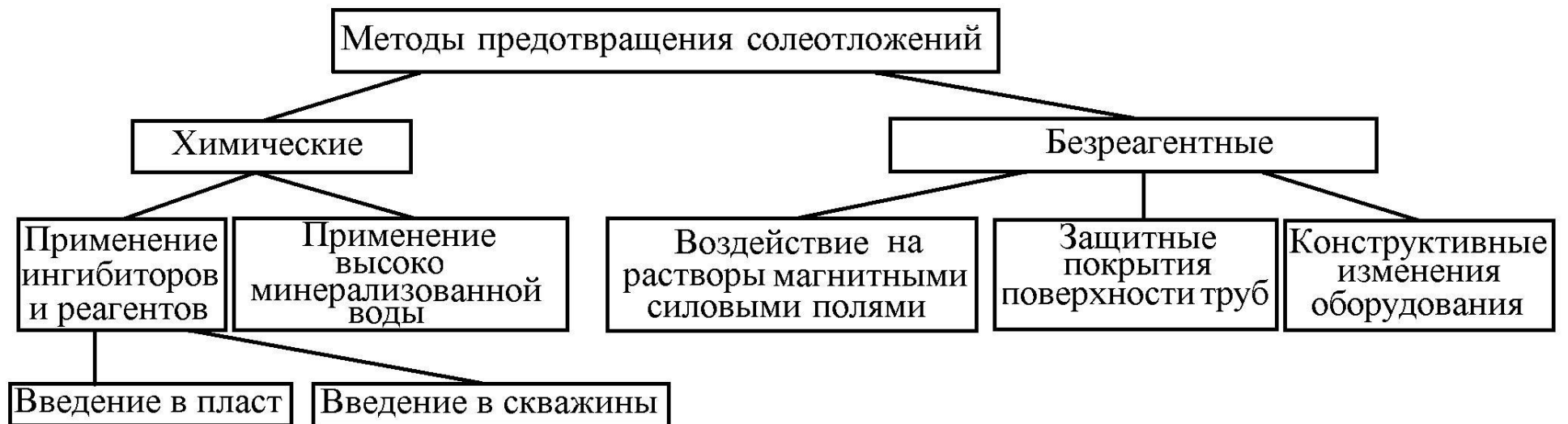


Рис.2.3. Методы предупреждения отложения неорганических солей

что под воздействием электромагнитного поля изменяются структуры солей и общая масса отложения, приходящаяся на единицу поверхности, снижается адгезионная прочность солей с поверхностью металлического оборудования.

В ультразвуковом диапазоне частот акустическое поле, создаваемое излучателями, предотвращает отложение солей, либо значительно уменьшает интенсивность этого процесса. Акустические излучатели находятся в стадии разработки и опытно-промышленных испытаний, и область их использования еще не выяснена.

Одним из безреагентных способов повышения работоспособности глубиннонасосного оборудования в условиях солеотложения может быть применение различных покрытий поверхности оборудования, соприкасающегося с жидкостью, например, покрытие внутренней поверхности НКТ стеклом, эмальями и лаками, покрытие пентапластом или изготовление из полиамидных составов с покрытиями эпоксидной смолой, фторопластом, лентопластом с графитом и алюминием рабочих поверхностей центробежных колес и направляющих аппаратов ЭЦН. В условиях интенсивного отложения солей одновременно с покрытиями целесообразно применять химические реагенты.

Важным технологическим методом предотвращения отложения солей является проведение изоляционных работ. При выявлении негерметичности цементного кольца или неисправности обсадной колонны и попадания верхних сульфатных вод в продукцию скважины происходит интенсивное выпадение солей. Устранить их в данном случае можно только путем ликвидации притока несовместимых верхних вод. Для этого проводится капитальный ремонт скважин по восстановлению герметичности цементного кольца и обсадной колонны.

Значительный эффект по снижению интенсивности отложения солей даёт селективная изоляция обводнившихся пропластков продуктивного пласта,



поскольку при сокращении притока воды, перенасыщенной солями, уменьшается и интенсивность отложения солей.

Перспективным является метод, основанный на выборе оптимального забойного давления, поскольку величина равновесной концентрации сульфата кальция зависит от давления в насыщенном гипсом растворе. Повышение забойных давлений приводит к снижению дебитов скважин. Чтобы не допустить снижения добычи нефти, необходимо предусматривать повышение давления на линии нагнетания и внедрять очаговое заводнение.

В ряде случаев конструктивные изменения в компоновке глубиннонасосного оборудования позволяют замедлить отложение солей, например, спуск хвостовиков до интервала перфорации. Считается, что повышение скорости потока способствует выносу воды с забоя скважины, что препятствует отложению гипса в эксплуатационной колонне.

К химическим методам относятся подготовка и использование для закачки в пласт высокоминерализованных вод, совместимых с пластовыми, что исключает или в значительной мере снижает интенсивность образования отложений неорганических солей. Поэтому одним из радикальных методов предотвращения выпадения гипса на ряде зарубежных месторождений является применение для заводнения залежей естественных или искусственно приготовленных вод высокой солености с содержанием хлористого натрия порядка до  $240 \text{ кг/м}^3$ .

Опыт эксплуатации нефтяных месторождений Западной Сибири показывает, что выбор источника водоснабжения для системы поддержания пластового давления оказывает решающее влияние на отложение неорганических солей. Нагнетание попутных или даже маломинерализованных сеноманских вод вместо пресных позволило значительно снизить интенсивность отложения карбонатных солей в скважинах.

В связи с внедрением закачки различных жидкостей для повышения нефтеотдачи пластов (сернокислотное, щелочное, полимерное заводнение,

использование двуокиси углерода, дистиллерной жидкости и др.) одновременно должны решаться вопросы предотвращения, отложения солей в процессе разработки залежей. При прочих равных условиях следует использовать те методы, применение которых не приводит к образованию солей или существенно предотвращает интенсивность их образования [10].

Из известных способов предотвращения отложения неорганических солей наиболее эффективным и технологичным в настоящее время является применение химических реагентов - ингибиторов отложения солей, которые должны удовлетворять следующим требованиям:

- не должны оказывать отрицательного воздействия на технологические процессы добычи, сбора, транспорта и подготовки нефти, переработки нефти и не снижать качество продуктов переработки;

- не должны повышать коррозионную активность среды, в которой они растворены, а также стойкость водонефтяной эмульсии;

- должны быть безопасными для обслуживающего персонала и безвредными для окружающей среды;

- должны обладать способностью предотвращать отложение неорганических солей при малых концентрациях реагента;

- должны быть совместимыми с пластовыми и нагнетаемыми водами различного состава и хорошо растворяться в них;

- должны быть стабильными при хранении и транспортировке.

Механизм работы ингибиторов отложения солей сложен и недостаточно полно изучен. Было обнаружено, что наиболее эффективными и экономически целесообразными ингибиторами являются те, которые обнаруживают "пороговый эффект". Этот эффект возникает тогда, когда реагент покрывает микрочастичеческие ядра образующегося осадка, замедляет их рост и удерживает в растворе во взвешенном состоянии при концентрациях выше уровня осаждения. Так как адсорбционные слои ингибитора возникают и на поверхности защищаемого оборудования, эти молекулы имеют плохую

адгезию к металлическим поверхностям и легко уносятся потоком жидкости. Некоторые ингибиторы мало препятствуют кристаллизации солей, но при этом видоизменяют форму кристаллов и препятствуют их дальнейшему росту.

Сотрудниками института ИПТЭР предложена классификация ингибиторов отложения неорганических солей на основе их химического строения. При этом все ингибиторы подразделяются на две группы: однокомпонентные, представленные одним типом химического соединения, и многокомпонентные, составленные из разных химических соединений. В свою очередь, все однокомпонентные ингибиторы, на основании различий в химической природе, подразделяются на анионные и катионные [11].

К анионным ингибиторам относятся: производные карбоновых кислот (полимерные соединения акрилового ряда, сополимеры на основе малеинового ангидрида); производные сульфокислот; фосфорорганические (неорганические полифосфаты, органические фосфаты). Среди фосфорорганических производных выделяются эфиры фосфорной кислоты, фосфонаты, аминифосфонаты. Последние, по сути, являются амфотерными ингибиторами.

К катионным ингибиторам относятся полиалкиленамины, моноамины, четвертичные аммониевые основания, полиэтоксигированные амины.

Многокомпонентные ингибирующие композиции готовятся из двух или более компонентов и подразделяются на две подгруппы:

- составы, в которых один из компонентов не является ингибитором отложения солей. Обычно, кроме собственно ингибитора солеотложения, такие составы содержат ПАВ неионогенного типа, которое или усиливает действие ингибирующего компонента, или имеет другое самостоятельное значение, но не ухудшает при этом действия ингибирующего компонента;

- составы, в которых все компоненты являются ингибиторами отложения неорганических солей. При смешении ингибиторов получают синергетический эффект ингибирующего действия. В качестве исходных ингредиентов для получения синергетической многокомпонентной композиции используют

различные классы ингибиторов. Обычно встречаются комбинации анионных ингибиторов с катионными. Однако определенные принципы комбинирования ингибиторов для получения композиций не разработаны.

К настоящему времени выявлены многочисленные группы соединений, по своей химической природе потенциально способные предотвращать отложение солей. Поэтому ассортимент ингибиторов солеотложения велик. Однако в практике добычи нефти широко используют ограниченное количество отечественных и зарубежных марок ингибиторов, например, ИСБ-1 - ингибитор солеобразования Башкирии; ОЭДФ - оксиэтилидендифосфоновая кислота; ДПФ-1 - 2-окси-1,3-диаминопропан-N,N,N',N'-тетра-метиленфосфоновая кислота; ПАФ-1 - полиэтиленполиамин-N-метилфос-фоновая кислота; ПАФ-13 – полиалкиленполиаминополиоксиметилен-фосфоновая кислота; Инкредол-1 - многокомпонентный ингибитор на основе НТФ; СНПХ-5301, СНПХ-5301 М, СНПХ-5311, СНПХ-5312, СНПХ-5313, СНПХ-5314; АК-7003Р; SP-181, SP-203; Корексит-7647, Корексит SXT-1075; СУ-Cuard-382, 294, 269; Dodiscale V-2870, V-3962; Servo Uca-314, 367.

## **2.2 Асфальтосмолопарафиновые отложения**

При добыче нефти одной из проблем, вызывающих осложнения в работе скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций, являются асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО). Накопление АСПО в проточной части нефтепромыслового оборудования и на внутренней поверхности труб приводит к падению производительности системы, уменьшению межремонтного периода скважин, снижению эффективности работы насосных установок и ряду других.

Асфальтосмолопарафиноотложения - это сложная углеводородная смесь состоящая из парафинов (20-70 % по массе), асфальто-смолистых веществ (АСВ) (20-40 % по массе), силикагелевой смолы, масел, воды и механических примесей.

Парафины – углеводороды метанового ряда от  $C_{16}H_{34}$  до  $C_{64}H_{130}$ . В пластовых условиях находятся в нефти в растворенном состоянии. По их содержанию (по массе) нефти (согласно ГОСТ 912-66) классифицируют на:

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

Парафины устойчивы к действию различных химических реагентов (кислот, щелочей и др.), легко окисляются на воздухе.

Высокомолекулярные парафины – церезины (от  $C_{37}H_{74}$  до  $C_{53}H_{108}$ ) – отличаются более высокой, чем обычные, температурой кипения, большей молекулярной массой и плотностью.

В состав асфальто-смолистых веществ входят азот, сера и кислород. АСВ обладают высокой молекулярной массой, нелетучи, имеют большую неоднородность. Содержание смолистых веществ в нефти возрастает в связи с ее испарением и окислением, а также при контакте с водой. Согласно классификации некоторых ученых, к группе смолистых соединений отнесены и асфальтены.

Асфальтены – порошковые вещества бурого или коричневого цвета, плотностью более единицы, массовое содержание которых в нефтях достигает 5,0 %. В асфальтенах содержится (по массе) 80,0-86,0 % углерода, 7,0-9,0 % водорода, до 9,0 % серы, 1,0-9,0 % кислорода и до 1,5 % азота, они являются наиболее высокоплавкой и малорастворимой частью осадков тяжелых компонентов нефти.

Согласно современным физико-химическим представлениям, нефтяные дисперсные системы относятся к классу коллоидов, в которых дисперсная фаза из АСВ диспергирована в мальтеновой дисперсионной среде. Очевидно, что физико-химические свойства и технологические характеристики нефтей во многом обусловлены межмолекулярным взаимодействием в системах "асфальтены-смолы" и "мальтены-смолы-асфальтены".

В пределах одного нефтедобывающего региона и даже отдельного месторождения компонентный состав АСПО меняется в широких пределах. Знание состава АСПО имеет практическое значение для определения оптимальных методов борьбы с ними, в частности, для выбора химических реагентов. Этот выбор часто осуществляется, исходя из типа АСПО (табл.2.1). Для физико-химического исследования состава и структуры АСПО на практике известно множество методов, среди которых экстракционный, хроматографический, термический, спектральный, электрохимический и др.

Таблица 2.1 Классификация АСПО

Группа АСПО	Подгруппа АСПО	Отношение содержания парафинов (П) к сумме смол (С) и асфальтенов (А), $P/(C+A)$	Содержание механических примесей, %
Асфальтеновый (А)	A <sub>1</sub>	< 0,9	< 0,2
	A <sub>2</sub>	> 0,9	0,2-0,5
	A <sub>3</sub>	> 0,9	> 0,5
Смешанный (С)	C <sub>1</sub>	0,9-1,1	< 0,2
	C <sub>2</sub>	0,9-1,1	0,2-0,5
	C <sub>3</sub>	0,9-1,1	> 0,5
Парафиновый (П)	P <sub>1</sub>	> 1,1	< 0,2
	P <sub>2</sub>	> 1,1	0,2-0,5
	P <sub>3</sub>	> 1,1	> 0,5

Причины и условия образования АСПО. Выделены три стадии образования и роста АСПО. Первой стадией является зарождение центров кристаллизации и рост кристаллов. На второй стадии происходит осаждение мельчайших кристаллов на поверхности металла, а на третьей – осаждение на парафининную поверхность более крупных кристаллов.

Основными факторами, влияющими на образование АСПО, являются:

- снижение давления на забое и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- интенсивное газовыделение;
- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;

- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов;
- состав углеводородов в каждой фазе смеси;
- соотношение объема фаз;
- состояние поверхности труб.

Влияние давления на забое и в стволе скважины. В случае, когда забойное давление меньше давления насыщения нефти газом, равновесное состояние системы нарушается, вследствие чего увеличивается объем газовой фазы, а жидкая фаза становится нестабильной. Это приводит к выделению из нее парафинов. При этом нарушение равновесного состояния происходит в пласте и выпадение парафина возможно как в пласте, так и в скважине, начиная от забоя.

При насосном способе эксплуатации давление на приеме насоса меньше, чем давление насыщения нефти газом. Это может привести к выпадению парафина в приемной части насоса и на стенках эксплуатационной колонны. В колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) образуются две зоны. Первая – выкидная часть насоса: здесь давление резко возрастает и становится больше давления насыщения. Вероятность отложения в этом интервале минимальна. Вторая – зона снижения давления до давления насыщения и ниже, здесь начинается интенсивное выделение парафина.

В фонтанных скважинах, при поддержании давления у башмака равным давлению насыщения, выпадения парафина следует ожидать в колонне НКТ.

Как показывает практика, основными местами образования отложений парафина являются: скважинные насосы, насосно-компрессорные трубы, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно парафин откладывается на внутренней поверхности подъемных труб скважин [12].

Борьба с АСПО предусматривает проведение работ по двум направлениям: по предупреждению образования отложений и удалению уже образовавшихся (рис.2.4).

Опыт борьбы с АСПО определил несколько наиболее известных и активно применяемых методов. Но многообразие условий разработки нефтяных месторождений и различие характеристик добываемой продукции часто требует индивидуального подхода, и даже разработки новых технологий [13].

**Химические методы**, как наиболее широко используемые в настоящее время, базируются на дозирование в добываемую продукцию химических соединений, уменьшающих, а иногда и полностью предотвращающих образование отложений. В основе действия реагентов-ингибиторов парафиноотложений, лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела между жидкой фазой и твердой поверхностью.

Химические реагенты для предотвращения образования АСПО подразделяются на смачивающие, модификаторы, депрессаторы и диспергаторы.

**Смачивающие реагенты** образуют на поверхности металла гидрофильную пленку, препятствующую адгезии кристаллов парафина к трубам, что создает условия для выноса их потоком жидкости. К ним относятся полиакриламид (ПАА), ИП-1,2,3, кислые органические фосфаты, силикаты щелочных металлов, водные растворы синтетических полимерных ПАВ.

**Модификаторы** взаимодействуют с молекулами парафина, ослабляя процесс укрупнения кристаллов. Это способствует поддержанию кристаллов во взвешенном состоянии в процессе их движения. Такими свойствами обладают: атактический пропилен с молекулярной массой 2000-3000, низкомолекулярный полиизобутилен с молекулярной массой 8000-12000, сополимеры: алифатические, этилена и сложного эфира с двойной связью; тройной сополимер этилена





Рис. 2.4. – Классификация методов борьбы с АСПО

с винилацетатом и винилпиролидоном; полимер с молекулярной массой 2500-3000.

Механизм действия депрессаторов заключается в адсорбции молекул на кристаллах парафина, что затрудняет их способность к агрегации и накоплению. К ним относятся: Парафлоу АзНИИ, алкилфенол ИПХ-9, "Дорад-1А", ВЭО-504 ТюмИИ, "Азолят-7".

**Диспергаторы** – химические реагенты, обеспечивающие образование тонкодисперсной системы, которая уносится потоком нефти, что препятствует отложению кристаллов парафина на стенках труб. К ним относятся соли металлов, соли высших синтетических жирных кислот, силикатно-сульфанольные растворы, сульфатированный щелочной лигнин.

Использование химреагентов для предотвращения образования АСПО во многих случаях совмещается с:

- процессом разрушения устойчивых нефтяных эмульсий;
- защитой нефтепромыслового оборудования от коррозии;
- защитой от солеотложений;
- процессом формирования оптимальных структур газожидкостного потока.

Разработан достаточно широкий ассортимент химических реагентов для борьбы с АСПО. В настоящее время применяются такие марки реагентов, как:

- бутилбензольная фракция (ББФр) (бутиленбензол, изопропилбензол, полиалкилбензолы);
- толуольная фракция (ТФр) (толуол, изопентан, н-пентан, изопрен);
- СНПХ-7р-1 - смесь парафиновых углеводородов нормального и изостроения и ароматических углеводородов;
- СНПХ-7р-2 - углеводородная композиция, состоящая из легкой пиролизной смолы и гексановой фракции;
- ХПП-003, 004, 007; МЛ-72 - смесь синтетических ПАВ разных классов и различного химического состава;

- реагенты типа СНПХ-7200, СНПХ-7400, - сложные смеси оксиалкилированных ПАВ и ароматических углеводов;

- реагент ИКБ-4 – комплексное воздействие на АСПО и коррозию;

- ИНПАР;

- СЭВА-28 – сополимер этилена с винилацетатом;

Кроме вышеперечисленных, в нефтегазодобыче используются реагенты: Урал-04/88; ДМ-51, 513, 655, 650; ДВ-02, 03; СД-1, 2; О-1, В-1, ХТ-48, МЛ-80, Прогалит ГМ20/40 и НМ20/40.

Существенным недостатком данного химического метода, кроме высокой стоимости, является сложность подбора эффективного реагента, связанная с постоянным изменением условий эксплуатации в процессе разработки месторождения.

Методы, относящиеся к физическим, основаны на действии механических и ультразвуковых колебаний (вибрационные методы), а также электрических, магнитных и электромагнитных полей.

Вибрационные методы основаны на создании в области парафинообразования ультразвуковых колебаний, которые, воздействуя на кристаллы парафина, вызывают их микроперемещение, что препятствует осаждению на стенках труб.

Воздействие магнитных полей следует отнести к наиболее перспективным из физических методов. Под действием магнитных полей на движущуюся жидкость происходит разрушение агрегатов, состоящих из субмикронных ферромагнитных микрочастиц соединений железа, находящихся в типичных концентрациях 10-100 г/т в нефти и попутной воде. В каждом агрегате содержится от нескольких сотен до нескольких тысяч микрочастиц, поэтому разрушение агрегатов приводит к резкому (в 100-1000 раз) увеличению концентрации центров кристаллизации парафинов и солей и формированию на поверхности ферромагнитных частиц пузырьков газа микронных размеров [14]. В результате разрушения агрегатов кристаллы парафина выпадают в виде

тонкодисперсной, объемной, устойчивой взвеси, а скорость роста отложений уменьшается пропорционально уменьшению средних размеров выпавших совместно со смолами и асфальтенами в твердую фазу кристаллов парафина. По мнению некоторых специалистов, образование микропузырьков газа в центрах кристаллизации после магнитной обработки обеспечивает газлифтный эффект, ведущий к некоторому росту дебита скважин.

В нефтедобыче используются следующие методы удаления АСПО: тепловые, химические, механические.

Тепловые методы основаны на свойствах парафина плавиться при температурах выше 50 °С и стекать с нагретой поверхности. Для создания необходимой температуры требуется специальный источник тепла, который может быть помещен непосредственно в зону отложений или вырабатывать теплосодержащий агент. В настоящее время используются следующие технологии с применением:

- горячей нефти или воды в качестве теплоносителя;
- острого пара;
- электропечей наземного и скважинного исполнения;
- электродепарафинизаторов (индукционных подогревателей), осуществляющих подогрев нефти в скважине;
- реагентов, при взаимодействии которых протекают экзотермические реакции.

Недостатками данных методов являются высокая энергоемкость, повышенная электро- и пожароопасность, во многих случаях – и ненадежность конструкции при достаточно невысокой эффективности.

Применение растворителей для удаления уже образовавшихся отложений является одним из наиболее известных и распространенных интенсифицирующих методов в технологических процессах добычи, транспорта, хранения и переработки нефти. Однако и здесь проблема подбора растворителя в конкретных условиях весьма далека от своего разрешения. На

сегодняшний день выбор растворителей АСПО осуществляется чисто эмпирически. Это связано с недостатком информации об их структуре и свойствах и малой изученностью механизма взаимодействия нефтяных дисперсных систем с растворителями.

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся отложений АСПО. Для этой цели разработана целая гамма различных очистных устройств, описанных ниже.

Как метод предотвращения АСПО следует отдельно выделить применение гладких защитных покрытий из лаков, стекла и эмали.

### **2.3 Коррозия трубопроводов и методы защиты**

**Основные понятия.** В системе международной стандартизации понятие коррозия металлов определяется как физико-химическое взаимодействие между металлом и средой, в результате которого изменяются свойства металла и часто происходит ухудшение функциональных характеристик металла, среды или включающей их технической системы.

Коррозионная система, состоит из металла и коррозионной среды. Последняя содержит одно или несколько веществ, вступающих в реакцию с металлом. Коррозионная среда может быть жидкой или газообразной. Газообразная среда, окисляющая металл, называется окислительной газовой средой. Изменение в любой части коррозионной системы, вызванное коррозией, называется коррозионным эффектом.

Коррозионный эффект, ухудшающий функциональные характеристики металла, покрытия, среды или включающих их технических систем, расценивают как эффект повреждения или как коррозионную порчу.

В результате коррозии образуются новые вещества, включающие окислы и соли корродирующего металла, это – продукты коррозии. Видимые продукты атмосферной коррозии, состоящие в основном из гидратированных оксидов железа, называют ржавчиной, продукты газовой коррозии – окалиной.

Количество металла, превращенного в продукты коррозии за определенное время, относят к коррозионным потерям.

Коррозионные потери единицы поверхности металла в единицу времени характеризуют скорость коррозии. Глубина коррозионного разрушения в единицу времени называется скоростью проникновения коррозии.

Важнейшее понятие – коррозионная стойкость. Она характеризует способность металла сопротивляться коррозионному воздействию среды.

Коррозионную стойкость определяют качественно и количественно – скоростью коррозии в данных условиях, группой или баллом стойкости по принятой шкале (ГОСТ 13819-68).

Факторы, влияющие на скорость, вид и распределение коррозии и связанные с природой металла (состав, структура, внутренние напряжения, состояние поверхности), называют внутренними факторами коррозии.

Факторы, влияющие на те же параметры коррозии, но связанные с составом коррозионной среды и условиями процесса (температура, влажность, обмен среды, давление и т. п.) называют внешними факторами коррозии.

Классифицировать коррозию принято по механизму, условиям протекания процесса и характеру разрушения (рис. 2.5)

1. По механизму процесса (ГОСТ 5272-68) различают химическую и электрохимическую коррозию металлов:

1) *химическая коррозия* - взаимодействие металла с коррозионной средой, при котором окисление металла и восстановление окислительного компонента коррозионной среды протекают в одном акте;

2) *электрохимическая коррозия* – взаимодействие металла с коррозионной средой (раствором электролита), при котором ионизация атомов металла и восстановление окислительного компонента коррозионной среды протекают не в одном акте и их скорости зависят от электродного потенциала металла.

**2. По условиям протекания процесса, которые весьма разнообразны, различают несколько видов коррозии:**





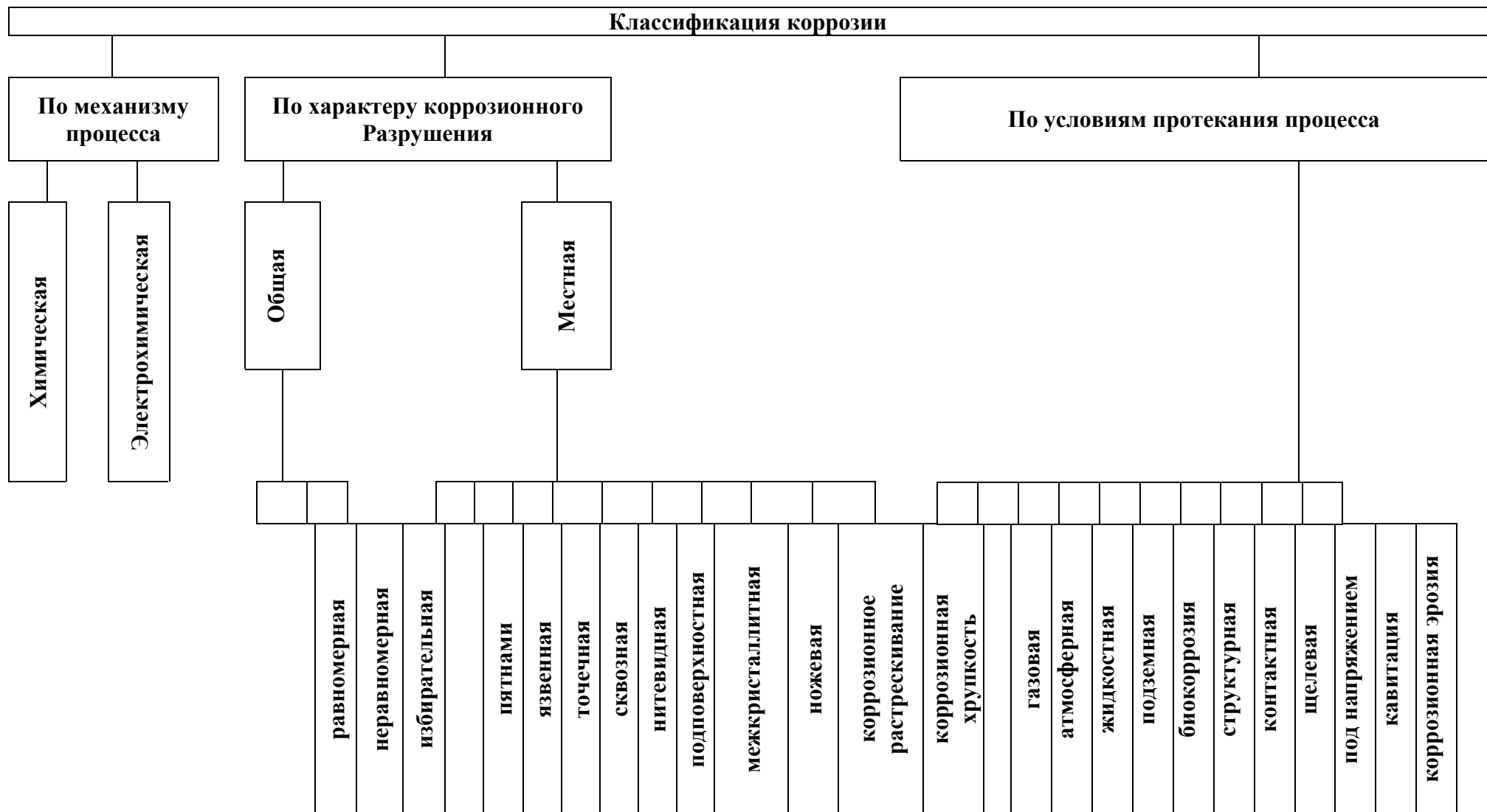


Рис. 2.5. – Классификация коррозионных процессов

- 1) *газовую коррозию* – коррозию металлов в газах при высоких температурах;
- 2) *атмосферную коррозию* – коррозию металлов в атмосфере воздуха, а также любого влажного газа;
- 3) *жидкостную коррозию* – коррозию металлов в жидкой среде: *в неэлектролите* (бром, расплавленная сера, органический растворитель, жидкое топливо) и *в электролите* (кислотная, щелочная, солевая, морская, речная коррозия, коррозия в расплавленных солях и щелочах). В зависимости от условий взаимодействия среды с металлом различают жидкостную коррозию металла при полном, неполном и переменном погружении, коррозию по ватерлинии, коррозию в неперемешиваемой и перемешиваемой коррозионной среде;
- 4) *Подземную коррозию* – коррозию металлов в почвах и грунтах.;
- 5) *Биокоррозию* – коррозию металлов под влиянием жизнедеятельности микроорганизмов;
- 6) *Структурную коррозию* – коррозию, связанную со структурной неоднородностью металла;
- 7) *Коррозию внешним током* – электрохимическую коррозию металлов под воздействием тока от внешнего источника;
- 8) *Коррозию блуждающим током* - электрохимическую коррозию металлов под воздействием блуждающего тока;
- 9) *Контактную коррозию* – электрохимическую коррозию, вызванную контактом металлов, имеющих разные стационарные потенциалы в данном электролите;
- 10) *Щелевую коррозию* – усиление коррозии в щелях и зазорах между металлами, а также в местах неплотного контакта металла с неметаллическим коррозионноинертным материалом;
- 11) *Коррозию под напряжением* – коррозию металлов при одновременном воздействии коррозионной среды и механических напряжений. В зависимости от характера нагрузок может быть *коррозия при*

*постоянной нагрузке и коррозия при переменной нагрузке.* Одновременное воздействие коррозионной среды и знакопеременных или циклических растягивающих нагрузок часто вызывает *коррозионную усталость* – понижение предела усталости металла;

12) *Коррозионную кавитацию* – разрушение металла, вызванное одновременным коррозионным и ударным воздействием внешней среды;

13) *Коррозионную эрозию* – разрушение металла, вызываемое одновременным воздействием коррозионной среды и трения;

14) *Фреттинг-коррозию* – коррозию металлов при колебательном перемещении двух поверхностей относительно друг друга в условиях воздействия коррозионной среды [15].

**3. По характеру коррозионного разрушения** различают следующие виды коррозии:

1) *сплошную, или общую коррозию*, охватывающую всю поверхность металла, находящуюся под воздействием данной коррозионной среды. Сплошная коррозия бывает:

а) *равномерной*, которая протекает с одинаковой скоростью по всей поверхности металла;

б) *неравномерной*, которая протекает с неодинаковой скоростью на различных участках поверхности металла;

в) *избирательной*, при которой разрушается одна структурная составляющая сплава или один компонент сплава;

2) *местную коррозию (ГОСТ 5272-68)*, охватывающую отдельные участки поверхности металла. Местная коррозия бывает:

а) *пятнами* – в виде отдельных пятен;

б) *язвами* – коррозионное разрушение, имеющее вид раковины;

в) *точечной (питтинг)* – в виде отдельных точечных поражений;

г) *сквозной*, которая вызывает разрушение металла насквозь;

д) *нитевидной*, распространяющейся в виде нитей преимущественно под неметаллическими защитными покрытиями;

е) *подповерхностной*, начинающейся с поверхности, но преимущественно распространяющейся под поверхностью металла таким образом, что разрушение и продукты коррозии оказываются сосредоточенными в некоторых областях внутри металла; подповерхностная коррозия часто вызывает вспучивание металла и его расслоение;

ж) *межкристаллитной*, распространяющейся по границам кристаллитов (зерен) металлов; этот вид коррозии особенно опасен тем, что, не изменяя внешнего вида металлической конструкции, ведет к быстрой потере металлом прочности и пластичности;

з) *ножевой* – локализованная коррозия металла, имеющая вид надреза ножом в зоне сплавления сварных соединений в сильно агрессивных средах;

и) *коррозионным растрескиванием* – коррозия металла при одноименном воздействии коррозионной среды и внешних или внутренних механических напряжений растяжения с образованием транскристаллитных или межкристаллитных трещин;

к) *коррозионной хрупкостью*, приобретенной металлом в результате коррозии; под хрупкостью следует понимать свойство материала разрушаться без заметного поглощения механической энергии в необратимой форме.

**Влияние состава и характера сред на коррозию.** К основным коррозионно-активным агентам относятся сероводород, кислород, диоксид углерода. Усилению коррозии способствуют также механические примеси и продукты жизнедеятельности микроорганизмов, в частности сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ).

*Влияние сероводорода.* Обводненный сероводород вызывает разрушение технологического оборудования и трубопроводов в результате интенсивной электрохимической коррозии и водородного охрупчивания металла.

С ростом парциального давления сероводорода повышается скорость общей коррозии стали. Скорость коррозии стали 20 линейно зависит от

концентрации сероводорода при  $C_{\text{H}_2\text{S}} = 0,6-2,5$  г/л и монотонно снижается при повышении рН коррозионной среды от 1 до 6.

При росте концентрации сульфид-иона в нейтральных и щелочных средах отмечается увеличение скорости коррозии стали. Это связано с образованием на поверхности металла полисульфидных пленок, обладающих различными защитными свойствами. Структура и защитные свойства этих пленок зависят от условий их образования, но главным образом - от парциального давления сероводорода в среде. При концентрации сероводорода до 2 мг/л полисульфидная пленка состоит в основном из троилита  $\text{FeS}$  и пирита  $\text{FeS}_2$  с размерами кристаллов до 20 нм, а при концентрации от 2 до 20 мг/л в пленке появляется небольшое количество канзита  $\text{Fe}_9\text{S}_8$ . Такие пленки обладают хорошими защитными свойствами. При концентрации сероводорода свыше 20 мг/л в продуктах коррозии преобладает канзит [16]. Размеры кристаллов увеличиваются до 75 нм, и защитная пленка разрыхляется, играя роль катода по отношению к ювенильной поверхности стали.

*Влияние кислорода.* Вторым, после сероводорода, по агрессивности компонентом нефтепромысловых сред является кислород. Его присутствие в сероводородсодержащей среде часто является причиной резкого возрастания скорости коррозии стали за исключением тех случаев, когда происходит взаимодействие этих газов. При содержании в среде трех частей  $\text{O}_2$  и двух частей  $\text{H}_2\text{S}$  полная нейтрализация кислорода происходит за первые 24 часа испытаний.

*Влияние диоксида углерода.* Водная среда, содержащая растворенную углекислоту, является агрессивной, если ее количество выше, чем требуется для поддержания растворимости карбоната кальция, а парциальное давление углекислоты выше 0,02 МПа.

*Влияние минерализации среды.* Зависимость скорости коррозии стали от минерализации среды носит экстремальный характер. Снижение скорости коррозии по мере роста минерализации связано с уменьшением

растворимости кислорода и сероводорода в воде, а также затруднением диффузионных процессов.

Следует отметить, что при высокой концентрации в коррозионной среде галогенид-ионов они оказывают ингибирующее действие за счет блокирования активных участков корродирующего металла, а также снижения растворимости агрессивных газов при возрастании минерализации.

*Влияние рН раствора.* С ростом рН раствора снижается скорость общей коррозии и степень охрупчивания стали. Анионы галогенидов, хорошо адсорбирующиеся на стали, уменьшают охрупчивание примерно на 15 %. Двухвалентные катионы солей в сероводородсодержащих средах значительно сильнее препятствуют охрупчиванию стали, чем одновалентные. Это связано с повышением рН среды при гидролизе солей двухвалентных металлов, а также с тем, что двухвалентные катионы снижают растворимость сероводорода вследствие их более высокой степени гидратации.

**Основные виды и характер коррозионного разрушения.** На поздней стадии разработки большинства месторождений средняя обводненность нефти превышает 70 %, вода насыщается растворимыми и нерастворимыми солями, продуктами коррозии, в связи с чем, в потоке значительно увеличивается общий объем механических примесей.

Наличие механических примесей в жидкостях, перекачиваемых по промышленным трубопроводам, ускоряет коррозию металла труб. В общем случае механизм процесса определяется скоростями потока жидкости, а также составом и концентрацией механических примесей [17].

При небольших скоростях происходит расслоение водонефтяных эмульсий с образованием водного подслоя (в случае системы нефтесбора) и вынос механических примесей из потока с последующим их осаждением на стенках труб, что способствует интенсификации коррозионного процесса. На таких участках поверхности трубы начинается зарождение отдельных питтингов или язв (рис. 2.6). Интенсивность развития и протекания язвенной коррозии зависит от компонентного состава отложений и коррозионной

активности электролита, контактирующего с основным металлом, а также усугубляется жизнедеятельностью сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ) под пленками отложений.

Язвенная коррозия характерна и для наружной поверхности трубы, находящейся в почве или грунте (рис. 2.7).



Рис. 2.6. Образцы труб с язвенной коррозией



Рис. 2.7. Образцы труб, вырезанные с места порыва нефтепровода (1) и высоконапорного водовода (2)

С момента преобладания инерционных сил потока над силами адгезии образующихся в результате коррозии нерастворимых продуктов, которые

обладают экранирующими защитными свойствами, начинается коррозионно-эрозионное воздействие среды (рис. 2.20).



Рис. 2.20. Вид образцов-свидетелей, подвергшихся коррозионно-эрозионному разрушению

Отдельно следует выделить случай коррозионно-эрозионного разрушения, который наблюдается, в частности, при эксплуатации нефтесборных коллекторов и низконапорных водоводов месторождений нефти Западной Сибири. Опыт эксплуатации таких систем, собранных из труб с завышенным диаметром, показал, что значительная их часть подвержена специфическому разрушению по нижней образующей труб со скоростью 3 и более мм/год (ручейковая коррозия). Разрушение представляется в виде одно- или двухрядной канавки (рис. 2.21). Такие разрушения, как правило, наблюдаются на восходящих участках трассы трубопровода с расслоенным режимом течения газоводонефтяных смесей с локализованными водными скоплениями, что характерно для трубопроводов, транспортирующих продукцию скважин до комплексных пунктов сбора, сепарации попутного газа и предварительного сброса пластовой воды [18].



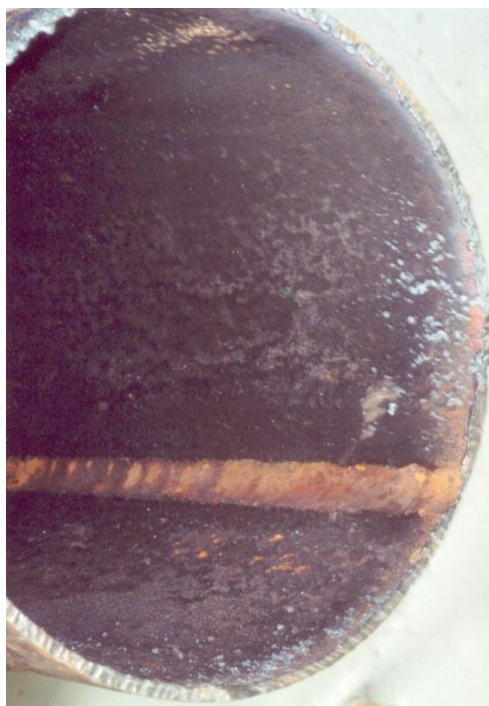


Рис. 2.21. Катушка трубы с ручейковой коррозией

**Методы контроля коррозии.** Для контроля коррозионной агрессивности добываемых и транспортируемой продукции, определения их воздействия на металл трубопроводов и емкостного оборудования, прогнозирования работоспособности объектов и определения эффективности противокоррозионных мероприятий, используют ряд методов, причем их оптимальное сочетание подбирается с учетом особенностей каждого конкретного месторождения.

Для контроля коррозии трубопроводных систем рекомендуются следующие методы:

- установка контрольных катушек;
- установка контрольных образцов;
- измерение скорости коррозии методом электросопротивления;
- измерение мгновенной скорости коррозии методом линейной поляризации;
- потенциодинамические измерения;
- измерение потока диффузионно-подвижного водорода;

- неразрушающий контроль ультразвуковыми и радиографическими методами;
- наблюдение за изменением химического состава продукции;
- обследование внутренних поверхностей оборудования и трубопроводов при аварийных и предупредительных ремонтах;
- исследование состава отложений, выносимых скребками при очистке трубопроводов;
- наблюдение за изменением механических свойств и структуры металла.

Естественно, что каждый метод имеет свои ограничения и область применения, которые необходимо учитывать при выборе комплекса методов для конкретной системы, стремясь при этом получить максимум информации при минимальных затратах.

Ниже дана краткая характеристика традиционных методов контроля коррозии.

**Метод электрического сопротивления (ЭС).** Чувствительный элемент датчика (трубка, полоса, проволока) изготавливается из изучаемого материала. По мере коррозии толщина чувствительного элемента уменьшается и увеличивается его омическое сопротивление. Это изменение фиксируется измерительным прибором по отношению к аналогичному элементу, защищенному от коррозии. При обработке результатов показания прибора пересчитываются в единицы скорости коррозии.

Датчики можно использовать в любой жидкой и газовой среде при рабочих давлениях и получать оперативную информацию о коррозионной активности среды и эффективности защитных мероприятий.

Измерение скорости коррозии методом ЭС рекомендуется применять для ускоренной оценки коррозионной агрессивности газовых и газожидкостных сред при проведении опытно-промышленных испытаний ингибиторов коррозии.

При выборе места установки датчика следует учитывать, ввиду того что вторичный прибор представляет собой высокоточный омметр, флуктуации температуры, отражающиеся на сопротивлении чувствительного элемента, что вносит большие погрешности в результаты измерений [19]. Эталонный элемент, находящийся в корпусе датчика не успевает компенсировать быстрые изменения температуры вследствие его изолированности от рабочих условий.

**Метод поляризационного сопротивления или линейной поляризации (ЛП).** Основное достоинство метода - возможность измерения мгновенной скорости коррозии. Чувствительный элемент датчика представляет собой два или три стальных электрода, экспонирующихся в коррозионной среде.

Функционирование прибора основано на принципе Штерна Гири, полученном теоретически, путем дифференцирования уравнения поляризационной кривой вблизи стационарного потенциала коррозии. В общем случае этот принцип читается так: ток (скорость) коррозии обратно пропорционален поляризационному сопротивлению поверхности электрода, измеренному вблизи стационарного потенциала коррозии.

Для оценки поляризационного сопротивления необходимо поляризовать электроды от стационарного потенциала коррозии на величину 10-20 мВ. Этот метод применяется для жидкостей, имеющих электросопротивление менее 3000 Ом см. При измерении в жидкостях с более высоким удельным сопротивлением, измеренное значение скорости коррозии умножается на поправочный коэффициент. Метод часто находит применение для измерения скорости коррозии в системе нефть - вода при достаточно больших обводненностях (выше 80 %). В отличие от метода ЭС метод не зависит от температуры.

**Гравиметрический метод.** Применение образцов из металла, экспонирующегося в коррозионной среде - основа любой программы контроля коррозии. Образцы изготавливают в виде пластин, стержней или

дисков поверхность которых имеет определенную шероховатость. Их устанавливают на специальных держателях в технологические потоки. До установки образцы взвешивают и определяют площадь поверхности. После воздействия технологического потока гравиметрические образцы очищают и снова взвешивают. Потеря массы пересчитывается в скорость коррозии выражаемую в мм/год или в г/м<sup>2</sup>час

В стадии разработки находятся такие методы как сопротивление переменному току, тонкослойное активирование поверхности, измерение электрохимического шума, радиоизотопный метод. Эти методы пока не обеспечены промышленно выпускаемым оборудованием и широкого применения не нашли.

Таблица 2.2 Методы контроля коррозии трубопроводов систем нефтесбора и ППД

Метод контроля	Периодичность измерений, сут.		Результат
	min	max	
1	2	3	4
Установка образцов в трубопроводах	21	60	Оценка скорости, характера коррозии и эффективности защиты
Измерение скорости коррозии методом ЭС	3	30	Оценка скорости равномерной коррозии, оперативное определение эффективности ингибиторов
Измерение скорости коррозии методом ЛП	3	30	То же
Измерение скорости коррозии методом ЭС и ЛП с накопителями информации	0,5 ч	24 ч	То же + анализ коррозии во времени, контроль за работой дозирующих установок, выявление неучтенных факторов влияющих на коррозию
	съем показаний через 0,5-1 мес.		
Потенциодинамические измерения	единичные измерения		Изучение механизма коррозии
Определение концентрации в воде ионов железа, кислых газов, рН, наличие СВБ, склонности к отложению солей	30	180	Анализ текущей коррозионной агрессивности, выявление причин коррозии
Определение концентрации сероводорода и двуокиси кислорода	30	180	То же

Продолжение табл. 2.2

1	2	3	4
---	---	---	---

Определение концентрации в воде СВБ, сульфат-ионов, сероводорода при изливе нагнетательных скважин	180	360	Оценка опасности микробиологической коррозии обсадной колонны и НКТ, зараженности СВБ призабойной зоны пласта
Измерение остаточной толщины стенки трубопровода	360	720	Оценка скорости коррозии и остаточного ресурса, определение корреляционных зависимостей между показаниями датчиков и реальной коррозией
Измерение остаточного содержания ингибитора коррозии в коррозионной среде	по необходимости		Контроль перераспределения ингибиторов в водную фазу, выявление причин недостаточной защиты оборудования, корректировка регламентов закачки ингибитора коррозии

Одна из эффективных систем коррозионного мониторинга создана на месторождении Prudhoe Bay (Аляска). В пределах месторождения обустроено 668 пунктов контроля коррозии. В 55 из них установлены датчики ЭС, а на остальных - образцы-свидетели и датчики - ЛП различных типов. Система мониторинга охватывает все технологические потоки и позволяет выявлять объекты, потенциально-опасные в отношении внутренней коррозии и заранее принимать меры по инспекции таких объектов с использованием ультразвуковой дефектоскопии и рентгенографии, оценивать и оптимизировать программы по защите от коррозии.

**Методы защиты от коррозии.** Защита от коррозии представляет комплекс мероприятий, направленных на предотвращение и ингибирование коррозионных процессов, сохранение и поддержание работоспособности узлов и агрегатов машин, оборудования и сооружений в течение нормативного срока эксплуатации.

Методы защиты металлоконструкций от коррозии основаны на целенаправленном воздействии, приводящем к полному или частичному снижению активности факторов, способствующих развитию коррозионных процессов. Методы защиты от коррозии можно условно разделить на методы воздействия на металл и методы воздействия на среду, а также

**комбинированные** методы. Классификация методов представлена на рисунке 2.8.

Среди первых наибольшее распространение получили методы *нанесения защитных покрытий* и *рационального конструирования*. Из второй группы – *электрохимическая защита* и *создание искусственных сред*, в частности *ингибирование*. Наиболее подробно механизм действия ингибиторов и их ассортимент приведен в главе 8.

***Нанесение защитных покрытий.*** Сводится к изоляции наружной поверхности трубопровода различными видами покрытий, в качестве которых можно использовать различные сорта битумов, а также полиэтиленовые и поливинилхлоридные пленки и применению футерованных, как с наружной, так и с внутренней поверхностью труб.

Битумные покрытия наносятся слоями на сухую, очищенную до металлического блеска поверхность труб, затем трубы покрываются гидроизолом. С течением времени битумные покрытия теряют свои защитные свойства.

В настоящее время все большее применение находят изоляционные покрытия на основе полимеров. Высокие прочностные свойства полимеров в сочетании с их химической стойкостью обеспечивают эффективную защиту трубопроводов. Эти покрытия технологичны и экономичны: трудоемкость нанесения их в 2 – 4 раза, а материалоемкость в 8 – 10 раз меньше, чем битумных. Полимерные покрытия для изоляции применяются в виде липкой ленты, на которую нанесен клей. Ленту наносят на очищенный и загрунтованный трубопровод.

***Электрохимическая защита.*** Для защиты наружной поверхности промышленных трубопроводов от коррозии на нефтедобывающих предприятиях применяют следующие виды электрохимической защиты:

- 1) катодная, наложением внешнего тока;

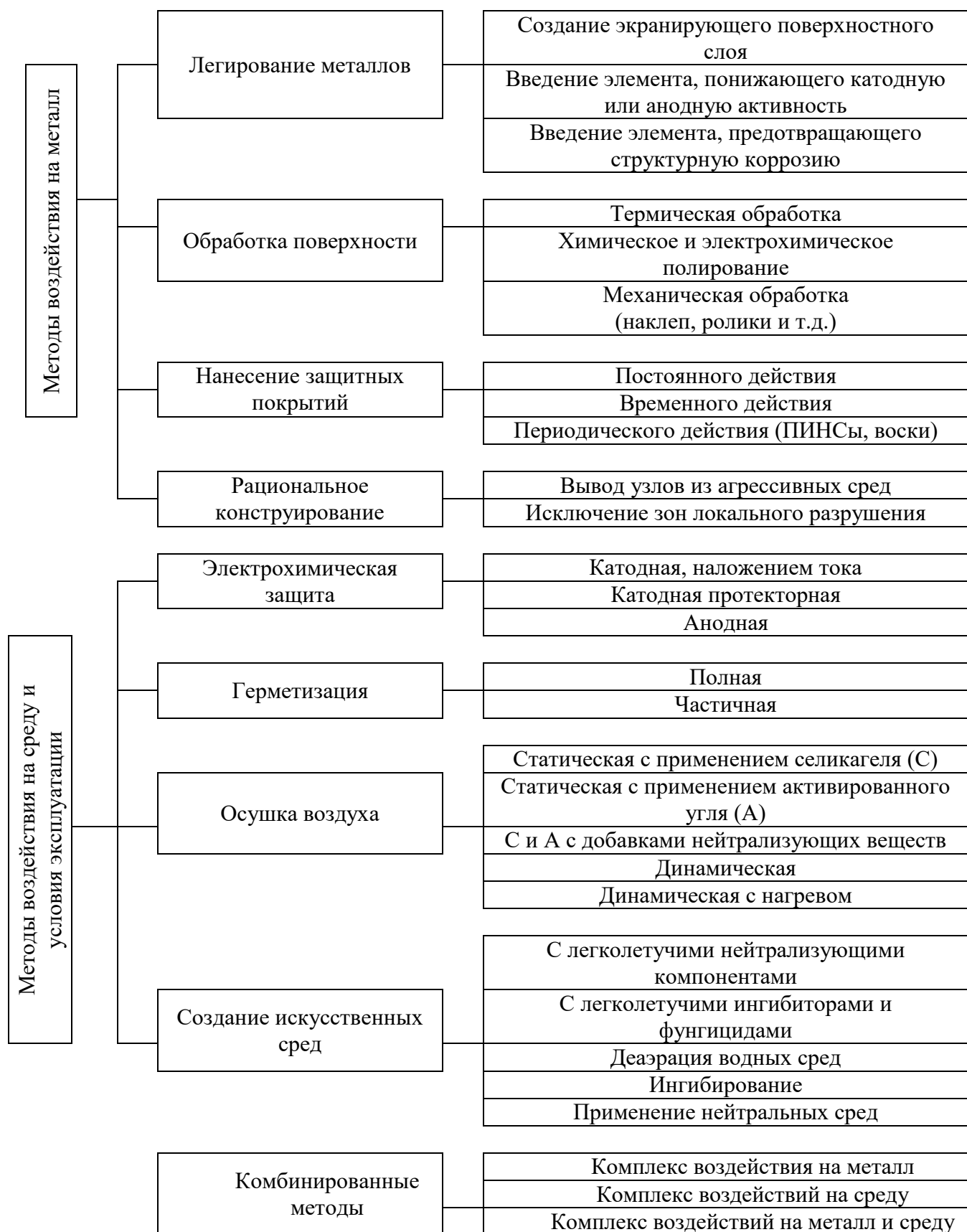


Рис. 2.22. Классификация методов защиты от коррозии

2) катодная протекторная.

Катодной защитой называется способ предупреждения коррозии металла, при котором защищаемый объект делают катодом, а разрушению подвергается специально установленный анод.

При катодной защите *наложением внешнего тока* источник постоянного тока 1 (рис. 2.23) через плюсовую клемму соединен с помещенным в землю анодом 4. Минусовая клемма источника тока соединена дренажем 5 с трубопроводом 3. Электрический ток проходит через анод 4 в почву, затем через поврежденную изоляцию натекает на трубопровод и возвращается по дренажу 5 к минусовой клемме источника тока. Поступая в трубу через поврежденную изоляцию, электрический ток превращает эти места в катоды, вследствие чего поверхности самого трубопровода не подвергается коррозии, а разрушается анод 4, который для этого и предназначен.

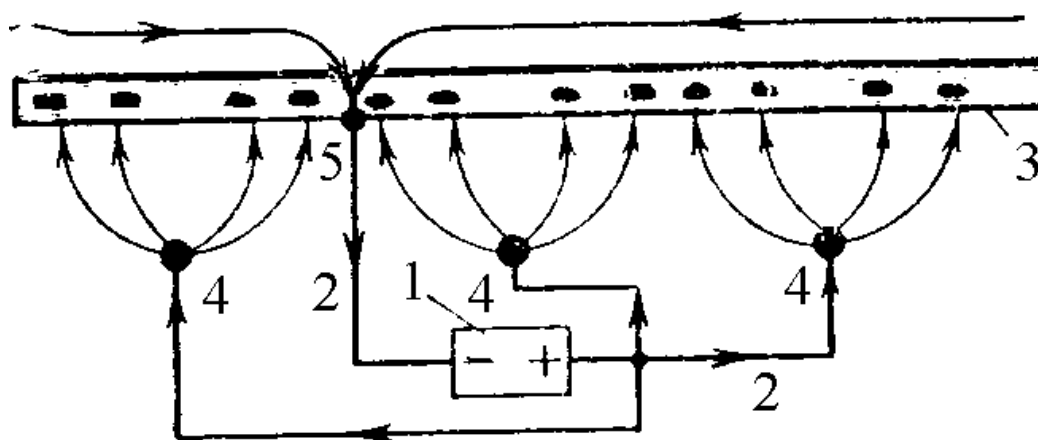


Рис.2.23. Схема катодной защиты трубопровода внешним током: 1 – источник постоянного тока; 2 – изолированный электропровод; 3 – трубопровод с поврежденной изоляцией; 4 – анод; 5 – дренаж

В качестве источника энергии для катодной защиты может служить любой источник постоянного тока с напряжением около 20 В. Мощность, потребляемая для катодной защиты, колеблется от 1 до 20 кВт в зависимости от коррозионной активности почвы, протяженности защищаемого участка, качества и состояния изоляционного покрытия [20].



Для повышения эффективности катодной защиты и сокращения затрат электроэнергии защищаемый участок трубопровода отделяется от соседних участков фланцевым соединением с прокладкой из диэлектрического материала. В качестве заземленных анодов применяют специальные сплавы.

Одна катодная станция в зависимости от сопротивления защитного покрытия может защищать участок трубопровода длиной от 5 до 25 км. Катодной защитой можно предотвращать коррозию днищ нефтяных резервуаров и различных подземных металлических емкостей.

Защита трубопроводов от электрохимической коррозии *протекторами* осуществляется без подведения внешней электроэнергии и сводится к работе гальванического элемента. Принцип работы протекторной защиты трубопроводов следующий. Параллельно защищаемому трубопроводу в землю зарывают протекторы, электрический потенциал которых ниже потенциала материала трубопровода (магний, рафинированный цинк, алюминий и т. д.). Протекторы соединяют с трубопроводом изолированным проводником. При возникновении разности потенциалов между трубой и почвой протекторы превращаются в разрушаемые аноды, в результате чего трубопровод предохраняется от коррозии.

Преимущества протекторной защиты:

- 1) отпадает необходимость в сооружении катодных станций и источников тока;
- 2) простота схемы;
- 3) отсутствие эксплуатационных затрат.

К недостаткам протекторной защиты следует отнести, прежде всего, необходимость расходования цветных металлов и поэтому, сравнительно большие капитальные затраты.

## 2.4 Очистка трубопроводов

При очистке полости трубопроводов используют комплекс машин, устройств и оборудования, специально разработанных для этих целей, который может быть разделен на следующие группы:

- машины для закачки в трубопровод воды;
- машины для закачки в трубопровод воздуха;
- устройства для очистки полости трубопроводов, освобождения их от воздуха и воды;
- оборудование для определения в трубопроводе местоположения очистных и разделительных устройств;
- средства для обнаружения мест утечек;
- техника для аварийно-ремонтных работ;
- оборудование и средства транспорта, связи и диспетчеризации;
- вспомогательное оборудование (монтажные узлы, патрубки, ловушки, узлы приема-пуска очистных устройств и т.п.).

Для очистки внутренней поверхности трубопроводов от загрязнений, применяют специальные устройства, которые классифицируются по назначению: *очистные поршни, разделители, скребки и калибры*; форме: *цилиндрические, сферические, шаровые и комбинированные*; и основным конструктивным признакам.

Из всего многообразия устройств можно выделить небольшую группу, наиболее часто используемых на практике – поршневые устройства (цилиндрическая форма), отличающиеся от остальных устойчивой скоростью, большой шириной контактной площадки (рабочей поверхности) и сравнительной простотой эксплуатации и ремонта [21]. Эти устройства имеют металлический корпус и приспособлены к установке современных поисковых и других приборов.

Для очистки полости трубопровода от строительного мусора, мягких (в том числе нефтяных) и частично твердых отложений, удаления конденсата, а

также для проведения работ по промывке, продувке испытанию или консервации промысловых трубопроводов используют следующие устройства:

1. Очистные поршни типа ОП разных модификаций - резиновые манжеты и металлические щетки; две манжеты из полиэтилена высокого давления и два щеточных диска из отрезков стальных тросов.

2. Дисковые полиуретановые поршни типа ППО со стальными щетками и без них.

3. Манжетные полиуретановые поршни типа ППМ – четыре полиуретановые манжеты.

4. Очистной полиэтиленовый поршень типа ОЛС – две манжеты из полиэтилена высокого давления и щеточный диск из отрезков стальных тросов.

5. Очистной саморегулирующийся поршень с плавающей манжетой типа ОСУ – три манжеты из полиэтилена высокого давления и пенополиуретановый (поролонный) цилиндр.

6. Пенополиуретановый (поролонный) литой поршень типа ППЛ.

7. Резиновый поршень-разделитель типа ПР – три или четыре резиновые манжеты.

8. Очистные калибры ОКП с сигнализатором местонахождения.

9. Очистные устройства ОУ.

10. Очистные устройства типа ОПКЛ – с кардантами, ворс которых наклонен по ходу поршня.

11. Щеточный скребок типа ЩС – два ряда щеток из проволочного ворса.

Очистка полости трубопроводов выполняется промывкой или продувкой с пропуском очистных поршней или поршней-разделителей.

На участке, предназначенном для очистки, сооружается узел приема и пуска очистных устройств. К входному краю приваривается устройство запуска, а к концу участка сброса воды – устройство приема. На верхней

части устройства запуска поршней монтируются прямые врезки для введения промывочной воды и воздуха, на участке приема монтируются врезки для сброса воздуха и грязной воды в отстойник или на специально отведенный участок.

В процессе предварительной очистки полости трубопровода проводят пропуск калибра, который оснащен низкочастотным передатчиком, обеспечивающим определение его местонахождения с поверхности земли. После приема калибра отключается подача воды или воздуха в трубопровод. При промывке трубопровода перед очистными поршнями или поршнями-разделителями необходимо залить воду, объем которой составляет 10-15 % объема полости очищаемого участка. Критерием оценки результатов промывки является выход чистой воды из трубопровода после прохождения очистных поршней. При продувке очистные поршни пропускаются по участкам трубопровода под давлением сжатого воздуха или газа, поступающего из ресивера (баллона), создаваемого на прилегающем участке. После пропуска поршней-разделителей окончательное удаление загрязнений выполняется продувкой без пропуска очистных устройств путем создания в трубопроводе скоростных потоков воздуха или газа [16]. Продувка считается законченной, когда после вылета очистного устройства из продувочного патрубка выходит струя незагрязненного воздуха или газа.

После очистки полости трубопровода любым из указанных способов на концах очищенного участка устанавливают временные инвентарные заглушки, разжимные или прижимные. К типу прижимных относятся заглушки из брезента и аналогичных материалов, которые надевают в виде чехлов на торцы труб. Разжимные заглушки устанавливаются внутри трубы, например, деревянные пробки или диски.

Для оперативного определения местоположения в трубопроводе очистных устройств разработаны многие методы, которые можно разделить на две группы: 1) непосредственное определение местоположения и 2) расчетные методы. Расчет проводят по смене мгновенных стационарных

состояний или по средней расчетной скорости потока. Для определения непосредственного положения очистного устройства применяются стационарные сигнализаторы (механические и электромеханические), патрулирование трассы (акустическое прослушивание), дистанционные методы (по перепаду давления или импульсная локация). Самые точные результаты могут быть получены при сочетании разных методов и использовании приборов наибольшей надежности. Лучшие результаты получены с использованием приборов "Волна-1", "Поиск-МП", основанных на передаче низкочастотных электромагнитных сигналов.

### 3 Анализ текущих методов борьбы с АСПО и солеотложениями и рекомендации по их оптимизации

Наиболее распространенными и многочисленными причинами ремонтов на месторождении являются солеотложения и асфальтосмолопарафиновые отложения (Рисунок – 3.1).

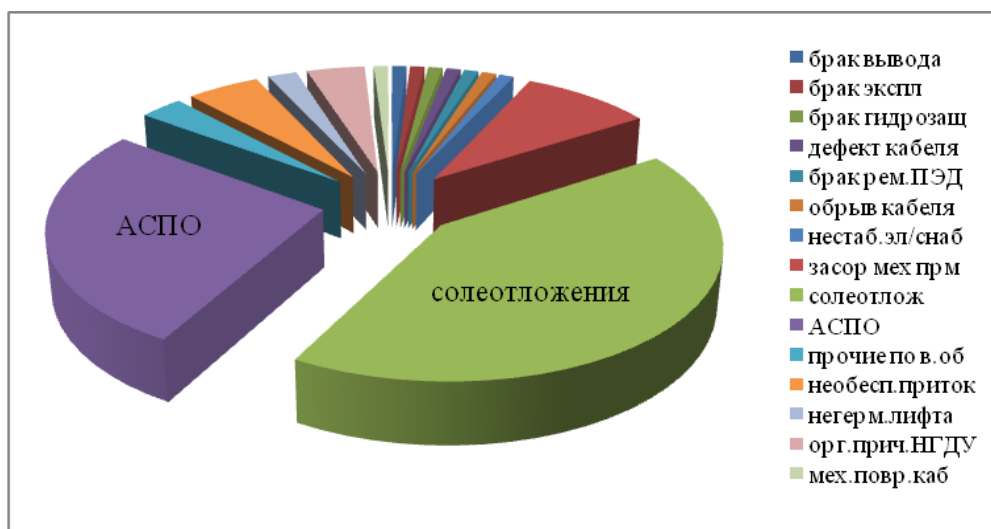


Рис. – 3.1 Структура ремонтов на месторождении за 2015г.

#### Асфальтосмолопарафиновые отложения

В борьбе с АСПО на Ватинском месторождении наибольшее распространение получили тепловые и химические методы удаления уже сформировавшихся отложений АСПВ. Из тепловых методов на месторождении применяются:

- прогрев труб и удаление АСПО с использованием греющих электрических кабелей;
- промывка колонны НКТ горячей нефтью путем закачки ее в затрубное пространство или непосредственно в НКТ скважины;
- комбинированная технология - тепловая обработка греющим электрическим кабелем с последующей промывкой колонны НКТ горячей нефтью либо водой.

Для удаления АСПО на месторождении используется и химический метод, заключающийся в их растворении в соответствующих растворителях

или композициях - нефрасах, смесях толуольной и гексановой фракций с кубовыми остатками производства бутиловых спиртов (РПС-67). [2]

Проблема применения электрокабелей заключается в том, что из-за недостаточного прогрева АСПО зачастую не расплавляются, а только размягчаются и стекают вниз по поверхности НКТ, увеличивая толщину парафиновых отложений в нижней части скважины. Более тугоплавкие АСПО, размягченные до вязкопластичного состояния, затем стареют и еще труднее поддаются удалению. Кроме того, они создают более благоприятные условия для новых отложений. Растворенные при тепловой обработке в нагретой нефти АСПО при ее охлаждении в выкидных линиях способны вновь откладываться на стенках трубопроводов. Следовательно, наиболее эффективным в данных условиях является химический метод удаления АСПО из нефтепромыслового оборудования.

Использование для удаления АСПО чисто ароматических нефрасов является нецелесообразным из-за их высокой стоимости, повышенной токсичности и технологических сложностей, связанных с набуханием резиновых уплотнений в сильно ароматизированной среде.

В качестве химического реагента для удаления АСПО рекомендуется использовать инвертную дисперсию ДИСИН - стабилизированный шлам производства многозольной кальциевой сульфатной детергентно-диспергирующей присадки к маслам, выпускаемой АО "Уфанефтехим", отмывающая способность которого к АСПО нефтей ОАО "Юганскнефтегаз" составляет 92.6 – 96.9 %. Дисин представляет собой гидрофобную эмульсионно-суспензионную систему типа - "вода в масле". Проведенными в 1998-99 годах опытно-промысловыми испытаниями ДИСИНа в качестве удалителя АСПО на Южно-Сургутском месторождении подтверждена его высокая эффективность, что позволяет рекомендовать его и для использования на Мамонтовском месторождении.

В настоящее время наиболее эффективным способом борьбы с АСПО следует признать методы, предупреждающие отложения АСПВ.

Каждый из способов предотвращения отложений парафина в процессе добычи нефти имеет свою область эффективного применения. Химический способ предупреждения отложений АСПВ, отличающийся универсальностью, технологической эффективностью, не зависящий от геолого-физических, гидро- и термодинамических условий добычи нефти, получил наибольшее распространение. [3]

Для предотвращения отложений АСПВ в скважинном оборудовании рекомендуется применение ингибиторов парафиноотложений - СНПХ-7212, СНПХ-7212М, СНПХ-7214, СНПХ-7215М, СНПХ-7843, ТНПХ-1А, ТНПХ-1Б, Инпар-1, Девон-1В, ХТ-48, ХТ-54, используемых по технологии непрерывного или периодического дозирования.

Как показывают результаты опытно-промысловых испытаний, применение ингибиторов позволяет увеличить межочистной период работы скважины в 3-5 раз по сравнению с использованием лишь тепловых либо химических способов удаления парафиновых отложений.

### **Отложения солей в нефтепромысловом оборудовании**

Исследование минерального состава отложений солей из скважин Мамонтовского месторождения показывает, что помимо карбоната кальция в отложениях присутствуют: галит, сидерит, ангидрит, арагонит, иногда гипс и доломит. Помимо минеральной составляющей, отложения солей обычно содержат и значительное количество органических компонентов, масса которых порой достигает 25 %.

Борьба с отложениями неорганических солей на Мамонтовском месторождении ведется методами удаления уже сформировавшихся осадков. Удаление отложений неорганических солей в нефтепромысловом оборудовании осуществляется обработкой 8 – 15 % раствором соляной кислоты.

Для удаления осадков неорганических солей рекомендуется проведение солянокислотных обработок 8-15 % раствором соляной кислоты с добавкой ингибиторов коррозии при соотношении раствора соляной



кислоты к ингибитору коррозии - 1:0,005 – 1:0,01. В качестве ингибиторов могут быть использованы Север-1, И-21 ДМ. Периодичность обработок при проведении мероприятий по предотвращению отложения солей - 2 раза в год. Расход раствора соляной кислоты на одну обработку зависит от способа солянокислотного воздействия - кислотные ванны, простые кислотные обработки, высоконапорные обработки, и составляет в среднем 7-10 т. [5]

Для обработки скважин, подверженных солеотложению, на Мамонтовском месторождении будет необходимо 12 - 90 т 35%-ной синтетической соляной кислоты или 19 - 143 т 22%-ной абгазной соляной кислоты в год.

Для предотвращения отложения солей в нефтепромысловом оборудовании разработаны технологические, физические и химические способы.

К технологическим способам относят выбор вод для заводнения продуктивных пластов, совместимых с пластовыми, селективную изоляцию или ограничение притока воды в добывающих скважинах, применение отдельного отбора и сбора жидкости и т.д. При этом предупреждение отложения солей достигается за счет ограничения или исключения возможности смешения вод различного состава. В настоящее время в связи с увеличивающимся объемом заводнения пластов месторождения возможности технологических способов предотвращения отложения солей во многом исчерпаны.

Физические методы предупреждения солеотложения, основанные на применении магнитных, электрических и акустических полей для обработки добываемой жидкости, несмотря на свою перспективность, находятся лишь в стадии опытно-промышленных испытаний. Широкое внедрение этих методов сдерживается отсутствием обоснованных границ их применимости и противоречивостью результатов испытаний.

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

поверхности, соприкасающейся с жидкостью. Имеется положительный опыт применения покрытия НКТ стеклом, эмалями. В целом применение лакокрасочных и полимерных покрытий, деталей и узлов оборудования из полимеров, обладающих низкой адгезией к солям, в настоящее время из-за недостатка в необходимых полимерных материалах позволяет лишь частично защитить участки скважины, наиболее подверженные отложению солей. [6]

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

Для предотвращения отложений солей на месторождении рекомендуется использование следующих ингибиторов - ПАФ-13, ОЭДФ, ИСБ-1, Инкредол-1, ДПФ-1, SP-181, SP-191, SP-203, Корексит-7647.

Опыт реализации технологии задавливания ингибитора в пласт для предотвращения отложения карбонатных осадков в ОАО «Юганскнефтегаз» показывает, что одно задавливание 0,25 т ингибитора в добывающую скважину обеспечивает предотвращение солеотложения в течение 180 суток и более.

Потребность в ингибиторе для ингибирования карбонатных отложений на Ватинском месторождении составляет 1 – 7,5 т/год.

### 3.1. Расчет объема, концентрации и времени закачки ингибитора

Основными параметрами, обеспечивающими создание устойчивой пленки ингибитора, являются: концентрация ингибитора в нефти и время контакта раствора с металлом. Приведенные в таблице 3.1 значения соответствуют оптимальным и при фиксированном времени контакта концентрация реагента должна быть не менее указанной в таблице величины.

Таблица 3.1 – концентрация ингибитора по отношению ко времени.

Время, сек	60	120	180	240	300	360	420	480	540	600
С, г/л	500	250	125	63	31	16	8	4	2	1

1. Объем закачиваемого ингибитора определяется исходя из условия создания защитной пленки толщиной 75 мкм. на всей внутренней поверхности трубопровода:

$$V_{инг} = \Pi \times D \times L \times h = 3,14 \times 0,408 \times 13195 \times 0,075 \times 10^{-6} = 1,4 \text{ м}^3 \quad (1)$$

Где:

$V_{инг}$  – необходимый объем ингибитора, м<sup>3</sup>;

$\Pi$  – 3,14;

$D$  – внутренний диаметр трубопровода, 0,408м;

$L$  – длина трубопровода, 13 195м;

$h$  – толщина защитной пленки,  $0,075 \times 10^{-6}$  м.

2. Рассчитываем время ( $T_z$ ) необходимое для закачки **1,4** м<sup>3</sup> реагента.

При скорости закачки 10 м<sup>3</sup>/ час (3 скорость):

$$T_z = \frac{1,4}{10} = 0,14 \text{ час} = 8,4 \text{ мин} = 504 \text{ сек}$$

3. Рассчитываем объем жидкости в «пробке»:

$$V_{ж} = \frac{Q_{ж}}{86400} \times T_z = \frac{14000}{86400} \times 504 = 82 \text{ м}^3 \quad (2)$$

4. Рассчитываем концентрацию реагента в «пробке»:

$$c = \frac{V_{инг} \times \rho}{V_{ж}} = \frac{1,4 \times 0,93}{82} = 0,016 \text{ тн/м}^3 = 16 \text{ г/л} \quad (3)$$

Таким образом, расчетная концентрация ингибитора равна 16 г/л. Время контакта пробки ингибитора соответствует времени заправки реагента, и составляет - 504 сек, что удовлетворяет требованиям таблицы 1.

#### **4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

Серьезные требования к экологической безопасности при нефтедобыче сегодня обусловили активное внимание мерам по минимизации экологических ущербов от аварийных ситуаций, т.к. последствия многих методов ликвидации аварийных разливов нефти не удовлетворяют высоким требованиям или не до конца изучены.

У большинства популярных на сегодняшний день технологий ликвидации аварийных разливов нефти есть определенные недостатки. Механические, например, плохо справляются со скоростью реагирования, работой с нефтешламом высокой вязкости и мобильностью оборудования. Их тяжело применять при сложных рельефах и в различных климатических условиях.

Распространенные типы физико-химической очистки (сорбенты) также недостаточно эффективны – приводят к накоплению отходов, требуют доочистки и утилизации отходов. Ватинское нефтяное месторождение разрабатывается с 1964 года по настоящее время и на текущий момент потери от аварий, связанных с трубопроводами в значительной мере наносят финансовый удар по прибыли компании. Последовательное и комплексное внедрение новых технологий поможет в значительной мере справиться с разливами и потерями нефти. На основании предположительного эффекта от внедрения новых технологий и нового профиля потерь нефти при авариях за время разработки Ватинского месторождения был проведен экономический расчет финансовый привлекательности модернизации трубопроводов.

Омский завод трубной изоляции был выбран подрядчиком и исполнителем работ по строительству трубопроводов. В таблице приведены цены работ по строительству для трубопроводов. Из имеющейся информации были оценены приблизительные капитальные затраты на строительство

новых трубопроводов и покупку дополнительного противоаварийного оборудования на полный срок службы рассматриваемого проекта.

Показатели экономического расчета приведены ниже в таблице.

Таблица 4.1 – Показатели экономического расчета

<b>Эксплуатационные затраты</b>	
<b>Эксплуатационные затраты, связанные со строительством промышленных трубопроводов:</b>	
Стоимость земляных работ на строительство оборудования, руб	3 000 000
Стоимость сварочно-монтажных работ на строительство, руб	80 000 000
Стоимость труб, руб	100 000 000
Стоимость материалов и деталей, руб	30 000 000
<b>Эксплуатационные затраты, связанные со строительством трубопровода:</b>	
Стоимость дополнительных кустовых очистительных сооружений, руб	30000000
Стоимость установки дополнительной антикоррозионной защиты, руб	25 000 000
Стоимость установок по подаче деэмульгатора, руб	5 000 000
Стоимость строительных и пусконаладочных работ, руб	10000000
<b>Операционные затраты, связанные с обслуживанием и ремонтом оборудования</b>	
Начальные годовые операционные затраты, руб	10000000
Повышение затрат на содержание оборудования, %	7
<b>Расчетные данные</b>	
Реализация нефти на внутреннем рынке за тонну с учетом НДС в РФ, руб	15000
Цена экспортной нефти за тонну, \$	300
Ставка дисконтирования, %	10
Курс доллара к рублю, 1\$	55
Ежегодная норма повышения цены нефть, %	3,5
Базовый год	2017
<b>Платежи и налоги</b>	
Налог на прибыль, доля	0,2

В работе рассмотрены два варианта реализации дополнительного сохраненного сырья. Первый вариант расчета посвящен поставкам нефти на внутренний рынок по цене 15000 рублей за тонну, а второй вариант – экспорт сырья при начальной цене в 300 \$. Оба варианта показали рентабельность строительства объектов а. Вариант с реализацией продукта на экспорт видится предпочтительнее. Проблема полной подготовки решена.

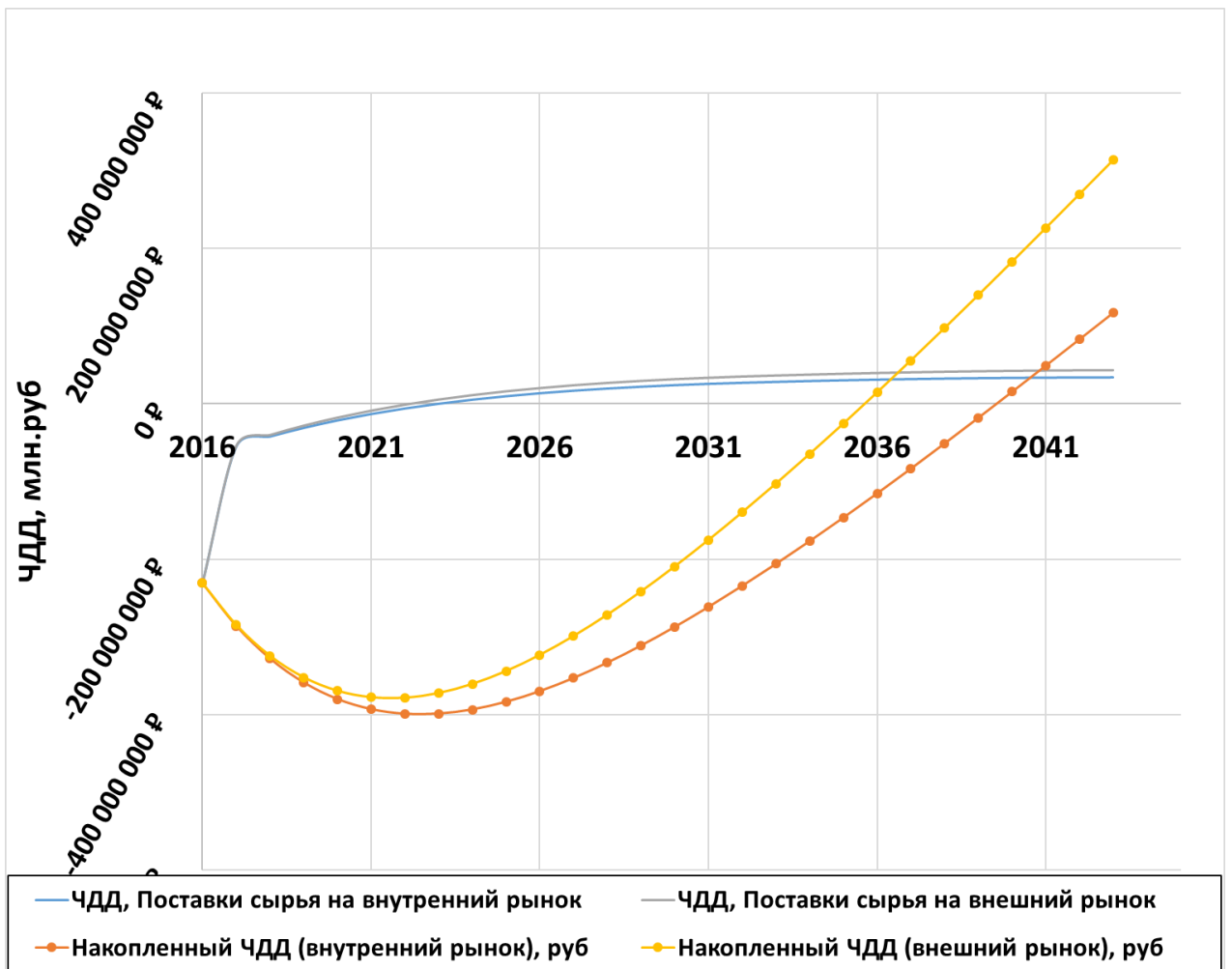


Рис 4.1. Чистый дисконтированный доход (ЧДД) и накопленный ЧДД

Таблица 4.2 – Расчет привлекательности проекта при продаже сырья на внутренний рынок

Год	Суточная добыча нефти, т/сут	Доп. нефть после сепарации, т/год	Внутренняя цена на нефть за тонну + НДС, руб	выручка, руб	Диск. ставка	Кап. затраты, руб	Амморт., руб	Ост. стоимость, руб	Опер.затраты, руб	Налогообл. прибыль, руб	налог, руб	Прибыль, руб	дисконтированная прибыль, руб	ЧДД, руб
2016	0	0		0	1,10	213000000	14910000	198090000		-14910000	-2982000	-210018000	-231019800	-231019800
2017	550	1004	15000	15056250	1,00	70000000	18766300	249323700	1000000	-4710050	-942010	-55001740	-55001740	-55001740
2018	512	933	15525	14492393	0,91	0	17452659	231871041	1070000	-4030266	-806053	14228447	12934951	-42066789
2019	476	868	16068	13949653	0,83	0	16230973	215640068	1144900	-3426220	-685244	13489997	11148758	-30918031
2020	442	807	16631	13427239	0,75	0	15094805	200545263	1225043	-2892609	-578522	12780718	9602342	-21315688
2021	411	751	17213	12924389	0,68	0	14038168	186507095	1310796	-2424576	-484915	12098508	8263444	-13052245
2022	383	698	17815	12440370	0,62	0	13055497	173451598	1402552	-2017678	-403536	11441354	7104181	-5948064
2023	356	649	18439	11974478	0,56	0	12141612	161309986	1500730	-1667864	-333573	10807321	6100451	152387
2024	331	604	19084	11526034	0,51	0	11291699	150018287	1605781	-1371446	-274289	10194542	5231412	5383799
2025	308	562	19752	11094384	0,47	0	10501280	139517007	1718186	-1125082	-225016	9601214	4479037	9862836
2026	286	522	20443	10678900	0,42	0	9766191	129750817	1838459	-925750	-185150	9025590	3827731	13690568
2027	266	486	21159	10278975	0,39	0	9082557	120668260	1967151	-770734	-154147	8465970	3263998	16954566
2028	248	452	21900	9894027	0,35	0	8446778	112221481	2104852	-657603	-131521	7920696	2776156	19730721
2029	230	420	22666	9523496	0,32	0	7855504	104365978	2252192	-584199	-116840	7388144	2354090	22084812
2030	214	391	23459	9166841	0,29	0	7305618	97060359	2409845	-548622	-109724	6866720	1989044	24073856
2031	199	363	24280	8823543	0,26	0	6794225	90266134	2578534	-549217	-109843	6354852	1673431	25747287
2032	185	338	25130	8493101	0,24	0	6318629	83947505	2759032	-584560	-116912	5850982	1400678	27147966
2033	172	314	26010	8175034	0,22	0	5876325	78071179	2952164	-653455	-130691	5353562	1165091	28313057
2034	160	292	26920	7868879	0,22	0	5464983	72606197	3158815	-754918	-150984	4861048	1057906	29370962
2035	149	272	27862	7574190	0,22	0	5082434	67523763	3379932	-888176	-177635	4371893	951451	30322414
2036	139	253	28838	7290536	0,22	0	4726663	62797100	3616528	-1052654	-210531	3884540	845389	31167803
2037	129	235	29847	7017506	0,22	0	4395797	58401303	3869684	-1247976	-249595	3397417	739377	31907179
2038	120	219	30891	6754700	0,22	0	4088091	54313211	4140562	-1473953	-294791	2908929	633068	32540247
2039	111	203	31973	6501737	0,22	0	3801925	50511287	4430402	-1730590	-346118	2417453	526108	33066355
2040	104	189	33092	6258247	0,22	0	3535790	46975497	4740530	-2018073	-403615	1921331	418138	33484493
2041	96	176	34250	6023875	0,22	0	3288285	43687212	5072367	-2336776	-467355	1418864	308786	33793279
2042	90	164	35449	5798281	0,22	0	3058105	40629107	5427433	-2687256	-537451	908300	197673	33990952
2043	83	152	36689	5581136	0,22	0	2844037	37785070	5807353	-3070255	-614051	387834	84404	34075355
	78	141		258588196		283000000			74483823				-196944445	117538539



Таблица 4.3 – Расчет привлекательности проекта при продаже сырья на внешний рынок

Год	Суточная добыча нефти, т/сут	Доп. сохраненная нефть от аварий, т/год	Внутренняя цена на нефть за тонну + НДС, руб	выручка, руб	Диск. ставка	Кап. затраты, руб	Амморт., руб	Ост. стоимость, руб	Опер.затраты, руб	Налогообл. прибыль, руб	налог, руб	Прибыль, руб	дисконтированная прибыль, руб	ЧДД, руб
2016	0	0		0	1,10	213000000	14910000	198090000		-14910000	-2982000	-210018000	-231019800	-231019800
2017	550	1004	16500	16561875	1,00	70000000	18766300	249323700	1000000	-3204425	-640885	-53797240	-53797240	-53797240
2018	512	933	17078	15941633	0,91	0	17452659	231871041	1070000	-2581026	-516205	15387838	13988944	-39808296
2019	476	868	17675	15344619	0,83	0	16230973	215640068	1144900	-2031254	-406251	14605969	12071049	-27737247
2020	442	807	18294	14769963	0,75	0	15094805	200545263	1225043	-1549885	-309977	13854897	10409389	-17327858
2021	411	751	18934	14216828	0,68	0	14038168	186507095	1310796	-1132137	-226427	13132459	8969646	-8358212
2022	383	698	19597	13684407	0,62	0	13055497	173451598	1402552	-773641	-154728	12436584	7722140	-636072
2023	356	649	20283	13171926	0,56	0	12141612	161309986	1500730	-470416	-94083	11765279	6641193	6005121
2024	331	604	20993	12678638	0,51	0	11291699	150018287	1605781	-218843	-43769	11116625	5704586	11709708
2025	308	562	21727	12203823	0,47	0	10501280	139517007	1718186	-15644	-3129	10488765	4893086	16602794
2026	286	522	22488	11746790	0,42	0	9766191	129750817	1838459	142140	28428	9879902	4190043	20792837
2027	266	486	23275	11306872	0,39	0	9082557	120668260	1967151	257164	51433	9288288	3581037	24373874
2028	248	452	24090	10883430	0,35	0	8446778	112221481	2104852	331800	66360	8712218	3053579	27427453
2029	230	420	24933	10475845	0,32	0	7855504	104365978	2252192	368150	73630	8150024	2596849	30024302
2030	214	391	25805	10083525	0,29	0	7305618	97060359	2409845	368062	73612	7600068	2201469	32225771
2031	199	363	26708	9705897	0,26	0	6794225	90266134	2578534	333138	66628	7060735	1859312	34085083
2032	185	338	27643	9342411	0,24	0	6318629	83947505	2759032	264750	52950	6530430	1563333	35648416
2033	172	314	28611	8992538	0,22	0	5876325	78071179	2952164	164049	32810	6007564	1307421	36955837
2034	160	292	29612	8655767	0,22	0	5464983	72606197	3158815	31970	6394	5490558	1194905	38150743
2035	149	272	30649	8331609	0,22	0	5082434	67523763	3379932	-130757	-26151	4977828	1083320	39234063
2036	139	253	31721	8019590	0,22	0	4726663	62797100	3616528	-323601	-64720	4467783	972320	40206383
2037	129	235	32832	7719256	0,22	0	4395797	58401303	3869684	-546225	-109245	3958817	861554	41067937
2038	120	219	33981	7430170	0,22	0	4088091	54313211	4140562	-798483	-159697	3449305	750669	41818606
2039	111	203	35170	7151910	0,22	0	3801925	50511287	4430402	-1080416	-216083	2937592	639306	42457912
2040	104	189	36401	6884071	0,22	0	3535790	46975497	4740530	-1392249	-278450	2421991	527096	42985007
2041	96	176	37675	6626263	0,22	0	3288285	43687212	5072367	-1734389	-346878	1900774	413664	43398671
2042	90	164	38994	6378109	0,22	0	3058105	40629107	5427433	-2107428	-421486	1372162	298623	43697294
2043	83	152	40358	6139249	0,22	0	2844037	37785070	5807353	-2512141	-502428	834324	181573	43878867
	78	141		28444701 5		283000000			74483823				-187140933	314061956

## **5. Социальная ответственность**

Данный раздел дипломной работы посвящен анализу и разработке мер по обеспечению благоприятных условий для работы персонала на производственных объектах Ватинского нефтегазового месторождения (ХМАО) компании ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».

### **5.1. Производственная безопасность**

#### **5.1.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов производственной среды**

Выявлены следующие опасные производственные факторы:

- неудовлетворительные метеоусловия;
- воздействие на человеческий организм вредных веществ (растворители, сырая нефть);
- повышенная загазованность (углеводородные газы, CO<sub>2</sub>);
- травмы в процессе работы (механические, электрические, химические)
- взрывопожаропасность производства.

#### **Метеоусловия**

Особенностью условий труда операторов по добычи нефти является работа, в основном на открытом воздухе, а так же перемещение по территории объекта и между объектами, частые подъемы на специальные площадки, находящиеся на высоте. Метеорологические условия оказывают большое влияние на здоровье, самочувствие и работоспособность человека. Поэтому важным фактором в условиях сурового климата Западной Сибири *метеорологический фактор*. При низкой температуре окружающей среды тепловой баланс нарушается, что вызывает переохлаждение организма, ведущее к заболеванию. Уменьшается подвижность конечностей в следствии интенсивной теплоотдачи организма, что сковывает движение. Это служит причиной несчастных случаев и аварий.

Нормирование метеорологических параметров устанавливает ГОСТ 12.1.005 – 88 [18].

Основные виды работ в процессе эксплуатации скважин выполняются на открытом воздухе, а добываемая нефть, ее компоненты и применяемые в процессе добычи различные химические реагенты являются токсичными и взрывоопасными веществами. Поэтому рабочему важно обеспечить защиту от агрессивных сред, а так же комфортную эксплуатацию в суровых погодных условиях. Рабочие должны обеспечиваться спецодеждой соответствующей времени года.

### **Вредные газы и химические реагенты**

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию *вредных газов и паров нефти*, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Пары нефти и газа при определенном содержании их в воздухе могут вызвать отравления и заболевания. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1005-88 ССБТ "Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования" [18].

Источниками негативных химических факторов являются различные вредные вещества, применяемые на промыслах - это деэмульгаторы, различные химреагенты (ингибиторы и деэмульгаторы), разлитые на определенной территории или вредные газы, выбрасываемые в атмосферу при проведении ремонтных работ на трубопроводах. Отравление нефтяными газами и различного рода ингибиторами случается вследствие не герметичности обвязки скважины, труб, емкостей для хранения ядовитых веществ.

Во время работы в закрытых помещениях, а так же при плановых ремонтах и ликвидации аварий, необходимо контролировать загазованность воздушной среды стационарными датчиками либо переносными газоанализаторами. Содержание нефтяных паров и газов в воздухе рабочей зоны не должно превышать ПДК –  $300 \text{ м}^2/\text{м}^3$ , ГОСТ 12.1.005–88.

Во время ремонта скважины при наличии в воздухе рабочей зоны нефтяных паров и газов, превышающих ПДК, необходимо заглушить скважину жидкостью необходимых параметров и качеств. Работы в загазованной зоне должны проводиться в противогазах.

### **Пожарная безопасность**

Обеспечение пожаровзрывобезопасности осуществляется на всех скважинах включая скважины ППД.

Перед входом в помещение групповой замерной установки (АГЗУ) необходимо открыть снаружи жалюзи, включить вентилятор и проветрить помещение в течении 20 минут до начала работ в АГЗУ заземляется двумя проводниками.

Газоопасные работы, в т.ч. работы, связанные с пребыванием людей внутри аппаратов, емкостей и др. оборудования, должны проводиться в тех случаях, когда они не могут быть механизированы, автоматизированы или проведены без непосредственного участия людей; должны осуществлять меры по сокращению количества газоопасных работ и повышению уровня их безопасности путем усовершенствования технологических процессов, внедрения современных методов диагностики средств гидравлической, механической, химической очистки технологического оборудования и коммуникаций и др..

По каждому цеху должен быть разработан перечень газоопасных работ. В нем должны быть отдельно указаны газоопасные работы проводимые с оформлением наряда-допуска и работы проводимые без

оформления наряда-допуска, но с обязательной регистрацией таких работ перед их началом в журнале . Перечень газоопасных работ должен периодически не реже I раза в год пересматриваться и пере утверждаться, техническим руководителем предприятия.

При подготовке объекта к проведению газоопасной работ, ответственным назначается инженерно-технический работник - мастер, в ведении которого находится эксплуатационный персонал.

При непосредственном проведении газоопасной работы ответственным назначается работник - ИТР не занятый на период проведения работы ведением технологического процесса и знающий способы безопасного проведения газоопасных работ.

Для подготовки объекта к газоопасным работам выполняется весь комплекс подготовительных работ предусмотренных в соответствии с правилами.

При этом применяются меры по максимальному снижению степени опасности путем сброса давления, удаления вредных и взрывоопасных продуктов, исключение их поступления из смежных технологических систем, а также по исключению возможных источников искрообразования. Место проведения газоопасной работы, связанной с возможностью выброса взрывоопасных и вредных продуктов, ограждается, а при необходимости выставляются посты с целью недопущения пребывания посторонних лиц в опасной зоне [19].

При аварийной обстановке необходимо закрыть задвижки и снизить давление до атмосферного. Стравливать газ через фланцевые соединения запрещается.

### **Опасность поражения электрическим током**

Напряжение электропитания - трехфазное 380/220 В, частотой 50 Гц по двум вводам от двух независимых источников - основное напряжение - по I категории.

Выполнено заземление оборудования, обеспечивающее безопасность обслуживания персонала при эксплуатации и ремонте, молниезащита объекта.

Опасность воздействия электрического тока на организм человека зависит от электрического сопротивления тела и приложенного к нему напряжения, силы тока, длительности его воздействия, путей прохождения тока через человека, рода и частоты тока, индивидуальных особенностей человека, окружающей среды и ряда других факторов. Степень воздействия токов на человека указана в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Воздействие тока на человека

Сила тока, проходящая через человека, мА	Воздействие на человека	
	переменный ток	постоянный ток
	50-60 Гц	
0,5-1,5	начало ощущения, лёгкое дрожание пальцев рук	не ощущается
2,0-3,0	сильное дрожание пальцев рук	не ощущается
5,0-7,0	судороги в руках	зуд, ощущение нагрева
8,0-10,0	трудно, но ещё можно оторвать руки от электродов, сильные боли в пальцах, кистях рук и предплечьях	усиление нагрева
20,0-25,0	паралич рук, оторвать их от электрода невозможно, очень сильные боли, дыхание затруднено	ещё большее усиление нагрева
50,0-80,0	остановка дыхания, начало фибрилляции сердца	сильное ощущение нагрева, сокращение мышц рук, судороги, затруднение дыхания
90,-100,0	остановка дыхания, при длительном воздействии - 3 сек. и более следует остановка сердца	остановка дыхания

Существенное влияние на исход действия электрического тока оказывает путь прохождения тока в теле человека: чем больше жизненно важных органов подвержено действию тока, тем тяжелее исход поражения.

Согласно ГОСТ ИЕС 61140-2012 [24] для максимальной защиты персонала необходимо предпринимать следующие меры:

- изолировать токоведущие части оборудования;
- заземлять точки источника питания или искусственной нейтральной точки;

- применять СИЗ, не проводящие токи;
- устанавливать знаки предостережения в местах повышенной опасности.

## **5.2. Экологическая безопасность**

Для повышения степени экологической безопасности и минимизации ущерба, наносимого окружающей природной среде существующими и проектируемыми объектами Ватинского нефтегазового месторождения (ХМАО) компании ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», предусмотрены следующие мероприятия: Утилизация попутного нефтяного и природного газа. Подготовка газа к транспорту предусмотрена на газокompрессорной станции (ГКС), которая была введена в эксплуатацию в июне 2002 года.

Ввод в эксплуатацию канализационных очистных сооружений вахтового посёлка. Концентрации загрязняющих веществ, поступающих в реку с очищенными сточными водами от КОС вахтового посёлка по каждому из лимитирующих показателей вредности не будет превышать ПДК. Проектируемая схема очистки сточных вод обеспечивает требуемые показатели ПДК для сброса очищенных сточных вод в водоёмы 2 группы рыбохозяйственного значения.

Размещение отходов вахтового посёлка, строительного мусора, остатков изолирующих материалов на собственном полигоне ТБО, расположенном в районе куста №35. Конструкция полигона ТБО выполнена в соответствии с требованиями охраны недр, почв, поверхностных и подземных вод, диких животных.

Для размещения токсичных производственных отходов (нефтешламы) предусмотрено строительство шламонакопителя в районе куста №10, что позволит снизить загрязнение почв, растительности и водотоков нефтепродуктами.

При расширении обустройства Ватинского нефтегазового месторождения (ХМАО) компании ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» предусматриваются следующие мероприятия, направленные на охрану окружающей среды:

- размещение инженерных сетей в едином коридоре с минимально доступными по строительным нормам расстояниями, что сокращает площадь изымаемых угодий до 30%;
- рекультивация нарушенных земель, изымаемых в краткосрочное пользование;
- расстановка искусственных сооружений, обеспечивающая сохранение поверхностного стока, внутриболотного стока;
- устройство герметизированной дождевой канализации на кустовых площадках с отводом стоков в дренажно-канализационные ёмкости и последующей очисткой стоков на очистных сооружениях УПН месторождения;
- сброс воды на промывке трубопроводов в дренажно-канализационные ёмкости на кустовых площадках.

Технологические решения, обеспечивающие экологическую безопасность:

- автоматизация технологических процессов, что позволяет вести работу без постоянного присутствия обслуживающего персонала,
- исключение постоянных выбросов на факел при нормальном режиме работы,
- улучшение рассеивания загрязняющих веществ за счёт выбора оптимальных параметров источников выбросов;
- полная герметизация системы сбора и транспорта нефти и газа, подземная укладка технологических трубопроводов;
- стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования и трубопроводов от коррозии;



- испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- установка аварийной сигнализации на оборудовании кустовых площадок и трубопроводов;
- устройство земляного вала по периметру кустовых площадок и технологических площадок с целью локализации возможных аварийных разливов нефти, метанола;
- проведение комплекса подготовительных работ (рубка леса, кустарника, планировка площадок) в зимнее время года;
- рубка леса вокруг кустовых и технологических площадок на расстоянии, обеспечивающем пожарную безопасность;
- организация обращения с отходами в рамках, регламентируемых законодательством в области охраны окружающей среды.

В целях уменьшения негативного воздействия разработки месторождения на недра предусматриваются следующие мероприятия:

- использование при бурении скважин малотоксичных химреагентов 3 и 4 классов опасности;
- изоляция водоносных и нефтегазоносных пластов цементированием заколонного пространства;
- закачка в продуктивные нефтяные пласты высокоминерализованной воды взамен изымаемой из пласта нефти;
- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных пластов;
- сбор и обезвреживание отходов бурения, их захоронение;
- осуществление консервации или ликвидации скважин по индивидуальному плану, согласованному с местными органами Госгортехнадзора и военизированным отрядом по предупреждению и ликвидации открытых фонтанов.

В целях рационального использования недр предусматривается сокращение потребления воды для производственных нужд и бурения с использованием систем оборотного водоснабжения. Для исключения потерь нефти и снижения пластового давления применяется способ добычи сырья с использованием системы ППД, исключающей нарушения равновесия геологической среды в эксплуатируемых нефтяных пластах. Для поддержания внутрипластового давления используется сеноманская вода.

Для обеспечения охраны подземных вод от загрязнения предусматриваются следующие мероприятия:

- применение для бурения скважин малотоксичных химреагентов 3-4 класса опасности;
- накопление отходов бурения в гидроизолированных шламовых амбарах;
- цементирование кондуктора и эксплуатационной колонны, бетонирование приустьевой части скважины и оборудование устья герметизирующим оголовком;
- поддержание должного санитарного состояния зоны санитарной охраны 1 пояса водозабора вахтового посёлка.

Мероприятие по рациональному использованию и охране земель, растительности и животного мира:

С целью охраны и рационального использования земель при расширении обустройства месторождения предусмотрено соблюдение следующих основных природоохранных принципов:

- решение генерального плана с учётом технологической взаимосвязи объекта строительства с существующими инженерными коммуникациями (автодорогами, линиями ВЛ-бкв, нефтесборными и газосборными коллекторами, водоводами системы ППД);

- соблюдение нормативов плотности застройки технологических площадок; прокладка инженерных коммуникаций в одном коридоре, что сокращает потребности в землях на 30%;
- проект устанавливает твёрдые границы отвода земель;
- к отводу изпрошены земли, не используемые в сельскохозяйственном производстве, занятые, главным образом, болотами и лесами 3-й группы, редко лесами 2-й группы (леса водоохраных зон и водотоков);
- строгое соблюдение технологии проведения земляных работ;
- использование технологических систем производства работ, машин и механизмов, наносящих наименьший ущерб поверхности почвы и растительной среде;
- слив отработанных горюче-смазочных материалов в местах базирования строительной техники в предназначенные для этого ёмкости;
- неукоснительное соблюдение правил пожарной безопасности при производстве строительных работ в лесных массивах, в бытовых и административных помещениях;
- выполнение рекультивации земель в ходе и сразу после окончания строительства.

В период эксплуатации для предотвращения химического загрязнения земель метанолом ёмкости его хранения и насосные оборудования устанавливаются на железобетонных площадках, имеющих обортовку, связанную с дренажной емкостью. Для локализации утечек метанола с сальников насосов и уплотнений запорной арматуры предусматривается система дренажных лотков, имеющих выход в сборную емкость, откуда метанол откачивается одним из дозаторных насосов. Бочкотара из под метанола, после предварительной промывки, складировается на площадке хранения для дальнейшей отправки на предприятие, поставляющее этот химрегент. Воду от промывки предусматривается собирать сетями

промканализации в дренажную емкость стоков конденсата с последующим вывозом на очистные сооружения производственных стоков с последующей закачкой в пласт системы ППД.

Для сбора мусора, мелкой тары и оберточных материалов на всех производственных площадках предусматривается установка урн и специальных контейнеров. Мусор вывозится на полигон ТБО.

Для исключения аварийных разливов нефтепродуктов на технологических площадках предусматривается обваловка и гидроизоляция площадок уплотненным недренирующим грунтом, на складе метанола – бетонным покрытием. Внутренний объем обвалованной площадки предусматривает полный сбор хранящегося топлива (метанола) в случае его утечки.

Отвод производственно-дождевых стоков из обвалованных технологических площадок предусматривается осуществлять по системе дождевой канализации в дренажные емкости с последующим вывозом на очистные сооружения производственных стоков и закачкой в пласт.

Постоянный контроль за соблюдением установленных проектом границ полосы отвода земель обеспечивают сохранение почвенно-растительного покрова на прилегающих к объектам территориях [20].

### **5.3. Безопасность в ЧС**

Разработка и утверждение мероприятий по ликвидации ЧС. В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, они могут быть объективными и субъективными, а также быть следствием экологических и стихийных факторов. Затем необходимо разработать перечень мероприятий по повышению устойчивости проектируемого объекта (повышение прочности конструкций, резервирование запасов сырья, систем электро-газо-водоснабжения и т.д.). Коротко рассматриваются чрезвычайные ситуации стихийного, экологического и социального характера.

Возможные аварийные ситуации и аварии, места их возникновения:

1. Устье скважины: грифообразование;
  2. Устье скважины: пропуск газа и нефти по обвязке фонтанной арматуры;
  1. Порыв нефтепровода (от куста скважин до площадки подключения);
  2. Порыв нефтепровода от скважины до АГЗУ;
  3. Порыв трубопровода подачи хим. реагента в нефтесборный коллектор куста;
  4. Аварийное отключение электроэнергии;
  5. Землетрясение на территории кустов скважин;
  6. Нарушение герметичности технологической обвязки АГЗУ;
  7. Заложение взрывного устройства;
  8. Захват в заложники персонала;
  9. Порыв в блоке распределения воды на кусте скважин;
  10. Порыв водовода высокого давления от БРВ до нагнетательной скважины.
- Наиболее часто встречается пропуск газа и нефти по обвязке фонтанной арматуры на устье скважины.

Внешние признаки аварии: Запах углеводородов, посторонний шум; следы разлива нефтепродуктов.

Возможные причины аварии: Механические повреждения;

Коррозия, износ, утоньшение стенок оборудования, трубопроводов; некачественные сварные соединения; заводские дефекты; возникновение в конструкции оборудования, трубопроводов, арматуры напряжений и давлений превышающих расчетные; износ и не герметичность уплотнительных соединений по кабельному вводу ФА; нарушение (прогар) изоляции нефтепогружного кабеля.

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

## Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны: при работе с органическими растворителями

Органические растворители занимают особое место среди применяемых в лабораториях огнеопасных веществ. Они легко воспламеняются, быстро горят и с трудом тушатся. При горении ЛВЖ выделяют теплоту в 10 раз интенсивнее, чем древесина. Пары многих органических растворителей даже при комнатной температуре способны образовывать с воздухом пожаро-взрывоопасные смеси. Опасность применения и хранения органических растворителей зависит от ряда условий — количества и горючести жидкости, температуры, герметичности аппаратуры или тары, наличия источников воспламенения и т. д.

### Классификация ЛВЖ по степени опасности.

В зависимости от *температуры вспышки* ЛВЖ принято условно относить к одному из трех разрядов [21]:

Таблица 17 – Классификация ЛВЖ по степени опасности

Разряд	Характеристика жидкости	Температура вспышки, °С:	
		в открытом тигле	в закрытом тигле
I	Особо опасные	до -18	до -13
II	Постоянно опасные	от -18 до 23	от -13 до 27
III	Опасные при повышенной температуре	от 23 до 61	от 27 до 66

К I разряду относятся: акролеин, аллилхлорид, ацеталь, ацетальдегид, ацетон, бензины, гексан, диметилдихлорсилан, дипропиловый эфир, диэтиламин, диэтиловый эфир, изопропиламин, изопропилхлорид, метилаль, метилметакрилат, метилформиат, пропиленоксид, петролейный эфир, пропилахлорид, сероуглерод, тетрагидрофуран, фуран, циклогексан, циклогексен, этиламин, этилформиат и др.

К II разряду относятся: акрилонитрил, аллилбромид, аллиламин, амилхлорид, ацетонитрил, бензол, бутиламин, 2-метил-2-пропанол, бутилхлорид, винилацетат, гексаметилдисилоксан, гептан, дибутиловый эфир, диоксан, дихлорэтан, диэтилхлорсилан, диэтилкетон, изопропилацетат, 2-пропанол, изопропилформиат, изопропилкарбонат, лигроин, метилацетат, метанол, метилтрихлорсилан, метилхлорформиат, метилэтилкетон, пиперидин, пиридин, толуол, триэтиламин, циклогексиламин, этилакрилат, этилацетат, этилбензол, этиленамин, этанол и др.

К III разряду относятся: амилацетат, амилбромид, амилформиат, анизол, ацетилацетон, бензилхлорид, бромбензол, бутанол, гексилхлорид, декан, диамиловый эфир, дикетен, диметиламиноэтанол, диметилсульфат, N,N-диэтиламиноэтанол, диэтилкарбонат, изоамилацетат, керосины, ксилол, метилакрилат, морфолин, муравьиная кислота, октиламин, пентанол, пропиленбензол, пропанол, скипидар, стирол, уайт-спирит, уксусная кислота, уксусный ангидрид, хлорбензол, циклогексанон и др.

Жидкости, имеющие температуру вспышки выше 61 °С в закрытом тигле или выше 66 °С в открытом тигле и способные гореть после удаления источника зажигания, относятся к ГЖ.

### **Работа с легковоспламеняющимися жидкостями**

При работе с ЛВЖ следует придерживаться трех основных принципов:

1. не допускать попадания горючих паров в атмосферу (предотвращать образование пожаровзрывоопасных смесей);
2. исключать возможность воспламенения при случайном образовании пожаровзрывоопасной концентрации паров (исключать возникновение источников зажигания);
3. заранее принимать все возможные меры, чтобы последствия аварии, если она все же произойдет, были минимальными.

### **Предотвращение отравлений**

Задачи предотвращения воздействия на работающих вредных производственных факторов и в частности вредных веществ решает производственная санитария. В книге по технике безопасности невозможно подробно рассмотреть вопросы производственной санитарии охраны труда. Однако каждый химик должен иметь представление об основных направлениях борьбы с профессиональными отравлениями.

### **Классификация химических веществ по степени воздействия на организм**

При работе в химической лаборатории следует исходить из того, что все химические вещества в той или иной степени ядовиты. Совершенно безвредна только чистая вода. По степени воздействия на организм вредные вещества подразделяются на четыре класса опасности:

1. — чрезвычайно опасные;
2. — высокоопасные;
3. — умеренно опасные;
4. — малоопасные.

Отнесение конкретного вещества к тому или иному классу опасности производят по показателю, значение которого соответствует наиболее высокому классу опасности. Обязательным условием безопасной работы с химическими веществами является не только знание класса опасности всех реактивов и растворителей, с которыми приходится иметь дело при повседневной работе, но также знание особенностей их токсического действия, основных мер профилактики отравлений, симптомов отравления и способов оказания первой помощи при отравлениях. Перед началом работы с новыми, незнакомыми веществами следует не только изучить их химические и физические свойства, но и обязательно ознакомиться по справочным изданиям, например, с их токсическим действием и с гигиеническими нормативами. Острые и хронические отравления. Результатом воздействия вредных веществ на организм человека могут быть острые или хронические



отравления. Острые отравления возникают, при поступлении в организм относительно больших количеств вредных веществ за небольшой промежуток времени и выражаются в ярких типичных нарушениях нормальной жизнедеятельности непосредственно после отравления или через сравнительно небольшой (от нескольких минут до нескольких часов, реже — нескольких суток) период. Понятно, что острые отравления не могут возникать при Нормальной работе, а являются следствием аварийных ситуаций, поломок оборудования, разливов вредных веществ или грубых нарушений техники безопасности.

В отличие от острых, хронические отравления возникают при длительном воздействии на организм относительно небольших количеств вредных веществ и могут иметь место и при безаварийной работе, как следствие несоблюдения правил и норм хранения реактивов, недостаточно эффективной работы вентиляции, несоблюдения правил личной гигиены и т. п. Тяжелые последствия хронических отравлений усугубляются тем, что их симптомы часто бывают неспецифическими и не связываются с истинной причиной до тех пор, пока продолжающееся проникновение ядов в организм не приводит к серьезным нарушениям здоровья. Нередко хронические отравления не проявляются в виде выраженных профессиональных заболеваний, но способствуют развитию или обострению общих, непрофессиональных заболеваний. Специфика работы в химических лабораториях заключается в чрезвычайном разнообразии воздействующих вредных веществ, что затрудняет клиническую диагностику хронических отравлений [21].

#### **Меры предосторожности при различных путях поступления вредных веществ в организм**

При работе с химическими веществами следует предотвратить возможность их проникновения в организм, человека через легкие, кожу и через рот.

Замена чрезвычайно опасных и высокоопасных веществ умеренно и малоопасными уменьшает возможность как хронических, так и острых отравлений. Допустимость подобной замены должна определяться прежде всего особенностями конкретной работы. Так, в качестве растворителя для перекристаллизации органических веществ или для проведения реакций в органической химии вместо относящегося к высокоопасным веществам бензола можно с успехом использовать умеренно Опасный толуол. Хотя оба растворителя по строению относятся к одному классу органических соединений, толуол при 20 °С почти «три раза менее летуч по сравнению с бензолом. Следовательно, при работе с толуолом при прочих равных условиях в воздух попадает в три раза меньше вредных паров, чем при работе с бензолом. В некоторых случаях использование толуола дает определенные преимущества, поскольку он имеет более низкую температуру замерзания.

В рабочих помещениях не следует создавать запасов реактивов, особенно летучих: через неплотности в упаковке они могут постепенно испаряться и в течение длительного времени отравлять атмосферу, вызывая хронические отравления. Необходимые для текущей работы реактивы нужно держать плотно закупоренными.

В аварийных ситуациях, когда атмосфера лаборатории внезапно оказывается зараженной ядовитыми парами или газами, оставаться в помещении для ликвидации последствий аварии (отключения аппаратуры, уборки пролитой жидкости ит. п.) можно только в противогазе. Личные противогазы каждого работника всегда должны находиться в рабочей комнате на видном месте и быть готовыми к немедленному применению. Коробка фильтрующего противогаза должна соответствовать характеру находящегося в атмосфере ядовитого вещества. Отработанные коробки противогазов следует своевременно заменять. Не допускается применение противогазов при наличии в воздухе практически несорбирующихся

веществ—ацетилена, метана, этана, бутана, этилена и т. п., а также при неизвестном составе паров или газов, Загрязняющих атмосферу.

Организация проверки знания сотрудников, проведение инструктажей. Инструктаж сопровождается практическим показом безопасных приемов работы с обязательным их повторением инструктируемым работником и завершается устной проверкой приобретенных работником знаний и навыков безопасных приемов работы лицом, проводившим инструктаж.

Проверка знаний проводится раз в год на рабочем месте.

ГОСТ 12.1.003-2014 - Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.012-2004 - Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.005-88 - Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

ГОСТ 12.1.030-81 - Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

ГОСТ 12.4.011-89 - Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

ГОСТ 12.2.062-81 - Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные.

ГОСТ 12.2.003-91 - Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.038-82 - Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

ГОСТ 12.1.019-79 - Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

ГОСТ 12.1.004-91 - Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.011-78 - Система стандартов безопасности труда. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний.

ГОСТ 12.1.010-76 - Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» Федеральный закон от 22 июля 2008 года № 123

ПУЭ и ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление»

## **Заключение**

В ходе выполнения данной работы был рассмотрен значительный спектр методов борьбы с АСПО и солеотложениями, проведен комплексный анализ плюсов и минусов данных методов на основе опыта их применения в аналогичных условиях.

Основные требования к выбору методов борьбы с солеотложениями и АСПО: минимальные затраты, как на обслуживание, так и на внедрение методов борьбы, и самое главное - высокая надежность и применимость данных методов.

В ходе выполнения работы была произведен расчет концентрации ингибитора и время контакта пробки ингибитора для повышения коррозионной защиты существующих трубопроводов.

После проведенного анализа методов, применяемых на Ватинском месторождении можно сделать следующие выводы:

- Рекомендации для методов борьбы должны осуществляться индивидуально для каждого случая, используя все имеющиеся сведения и анализируя возможные затраты на проведение профилактических работ;
- Приоритетные направления внедрения методов - применение экономичных методов.
- Использование скребков и поршней дает в положительный эффект. Происходит шаблонирование трубопроводов, но в случае образования парафиновых пробок данный метод является не эффективным. Достоинством метода является его простота и дешевизна. Наилучший эффект достигается если очистка ведется систематически безостановочно. Для этого применяют автоматизированные механические скребки и поршни.
- Химический метод предотвращения АСПО с применением ингибиторов в сочетании с промывкой инвертной эмульсией – самый

эффективный метод. Обработка скважин ингибитором имеет сравнительно небольшую стоимость. Анализ результатов обработки скважин химическими реагентами против парафиноотложений показал, что после применения ингибиторов межочистной период работы скважин увеличивается в 5 раз и более.

- Использование электрокабелей и промывки горячей нефтью для борьбы с АСПО нельзя признать удачным решением в данных условиях;

Борьба с солеотложениями:

- Приемлемым способом повышения работоспособности оборудования в условиях солеотложения на Ватинском месторождении является применение покрытия НКТ стеклом, эмалями;
- Наиболее эффективным способом предотвращения солеобразования в нефтепромысловом оборудовании является химический с использованием реагентов-ингибиторов.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – ООО Недра-Бизнесцентр, 2000. – 653 с. ил.
2. Технический отчет по результатам научно-исследовательских работ по ингибированию солеотложения на Верх-Тарском месторождении ОАО «Новосибирскнефтегаз», 2008. – 55 с.
3. Кравцов В.В. Коррозия и защита материалов и конструкций. – Уфа. 1999. - 332 с.
4. Авторский надзор за разработкой Верх-Тарского нефтяного месторождения на основе постоянно действующей геолого-технологической модели. – М.: ООО «Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа РАЕН», 2008. – 265 с.
5. Технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти Верх-Тарского нефтяного месторождения. – Тюмень, ЗАО «Тюменский нефтяной научный центр», 2006. – 313 с.
6. Антипин Ю.В., Валеев М.Д., Сыртланов А.Ш. Предотвращение осложнений при добыче обводненной нефти. – Уфа: Башк. кн. изд-во, 1987. – 168 с.
7. Емков А.А. Методы борьбы с отложениями неорганических солей в оборудовании подготовки нефти // Обзор. информ. Сер. Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений. – 1988. – Вып. 4. – 51 с.
8. Кащавцев В.Е., Гаттенбергер Ю.П., Люшин С.Ф. Предупреждение солеобразования при добыче нефти. – М.: Недра, 1985. – 215 с.
9. Ш.К. Гиматудинов, Л.Х. Ибрагимов, Ю.П. Гаттенбергер и др. Солеотложения при разработке нефтяных месторождений, прогнозирование и борьба с ними. – Грозный.: Изд-во Чечено-Ингушск. гос. университета. – 1985. – 88 с.

10. Осложнения в нефтедобыче / Н. Г. Ибрагимов, А. Р. Хафизов, В. В. Шайдаков и др.; Под ред. Н. Г. Ибрагимова, Е. И. Ишемгужина.— Уфа: ООО «Издательство научно-технической литературы "Монография"», 2003.— 302 с.
11. Шишмина Л.В. Сбор и подготовка продукции нефтяных скважин. // Курс лекций, IV курс. – Томск, 2006. – 134 с.
12. Хамский Е.В. Кристаллизация в химической промышленности. – М.: Химия, 1979. – 343 с.
13. А.Ю. Глущенко, В.Л. Асланиди. Перспективы борьбы с солеотложениями и коррозией на Первомайском месторождении. / Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов. // Труды X Международного симпозиума им. М. А. Усова секции «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2006. – 46 с.
14. Кащавцев В.Е, Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. – М.: 2004. – 432 с.
15. Персиянцев М.Н., Кабиров М.М., Ленченкова Л.Е. Повышение нефтеотдачи неоднородных пластов. – Оренбург: Оренбургское книжное издательство, 1999. – 224 с.
16. Перекупка А.Г. Елизарова Ю.С. (ОАО "Гипротюменнефтегаз"). Эффективность и перспективы применения многокомпонентных смесей ингибиторов солеотложения // Нефтяное хозяйство, 2003. - № 6. - с. 82-84.
17. Перекупка А.Г., Елизарова Ю.С., Машошина А.А., Мингалев Э.П. (ОАО "Гипротюменнефтегаз"). Синергизм и эффективность смесей ингибиторов солеотложения и коррозии // Нефтяное хозяйство, 2004. - №3 – с. 84-85.



18. Данилова Н.И., Кащавцев В.Е. Методы борьбы с отложениями гипса при добыче нефти // Обз. информ. ВНИИОНГ. Сер. Нефтепромысловое дело. –1975. – 37 с.
19. Информационный отчет по договору № 2008 / 312-д «Анализ и рекомендации против солеотложений на фонде УЭЦН Верх-Тарского месторождения», Этап II: Лабораторное тестирование и подбор ингибиторов солеотложения. – 2008. – 19 с.
20. Ягудин Р.А. (ООО «РН-Пурнефтегаз», г. Губкинский). Применение технологии предотвращения солеотложения в скважинах с большим газовым фактором в ООО «РН-Пурнефтегаз».
21. Дытюк Л.Т., Самакаев Р.Х. Ингибиторы отложения гипса при добыче и подготовке нефти // Обзор. информ. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1980.– 43 с.