


**TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY**    **ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ**

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

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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>ОПТИМИЗАЦИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СОСТАВОВ ДЛЯ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х» (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>

УДК 622.24.06-048.34(571.16)

**Студент**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Бочкарев Павел Сергеевич		

**Руководитель**

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

**Консультант**

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

Томск – 2019 г.

**Планируемые результаты обучения**

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (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), (АВЕТ3е)
<b>в области производственно-технологической деятельности</b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b>в области организационно-управленческой деятельности</b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
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>в области экспериментально-исследовательской деятельности</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>в области проектной деятельности</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-3с), (ЕАС-4.2-е)

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

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

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

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Бочкареву Павлу Сергеевичу

Тема работы:

Оптимизация применения технологических составов для обработки скважин на нефтяном месторождении «Х» (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	2022/с от 18.03.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2019
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Современный подход к ингибированию в процессе добычи нефти;</li> <li>2. Анализ технологий, применяемых для борьбы с солеотложениями и коррозией в условиях «Х» месторождения;</li> <li>3. Тенденции и особенности применения капсулированных ингибиторов для защиты внутрискважинного оборудования в условиях «Х» нефтяного месторождения;</li> <li>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение;</li> <li>5. Социальная ответственность.</li> </ol>

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Современный подход к ингибированию скважин в процессе добычи нефти»	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
«Анализ технологий, применяемых для борьбы с солеотложениями и коррозией в условиях «Х» месторождения»	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
«Тенденции и особенности применения капсулированных ингибиторов для защиты внутрискважинного оборудования в условиях «Х» нефтяного месторождения»	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.т.н. Кашук Ирина Владимировна
«Социальная ответственность»	Ассистент Черемискина Мария Сергеевна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Современный подход к ингибированию скважин в процессе добычи нефти	
Анализ технологий, применяемых для борьбы с солеотложениями и коррозией в условиях «Х» месторождения	
Тенденции и особенности применения капсулированных ингибиторов для защиты внутрискважинного оборудования в условиях «Х» нефтяного месторождения	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	19.03.2019
---	------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		19.03.2019
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			19.03.2019

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Бочкарев Павел Сергеевич		

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования: высшее  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения весенний семестр 2018 /2019 учебного года  
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
12.03.2019	Современный подход к ингибированию скважин в процессе добычи нефти.	25
01.04.2019	Анализ технологий, применяемых для борьбы с солеотложениями и коррозией в условиях «Х» месторождения.	25
15.04.2019	Тенденции и особенности применения капсулированных ингибиторов для защиты внутрискважинного оборудования в условиях «х» нефтяного месторождения.	30
30.04.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
15.05.2019	Социальная ответственность.	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

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

**Консультант**

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

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

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

## Обозначения, определения и сокращения

- АСПО** – асфальтосмолопарафиновые отложения;
- ЗУМПФ** – зона успокоения механических примесей флюида;
- ППД** – поддержание пластового давления;
- СВБ** – сульфатвосстанавливающие бактерии;
- НКТ** – насосно-компрессорные трубы;
- ГМФН** – гексаметафосфат натрия;
- ТПН** – триполифосфат натрия;
- ОЭДФ** – оксиэтилидендифосфоновая кислота;
- НТФ** – нитрилотриметилфосфонат;
- ЭДФ** – этилендиаминтетраметилфосфоновая кислота;
- ЭДТМФ** – этилендиаминтетра (метиленфосфонат);
- ДЭТАПФ** – диэтилентриаминопента (метиленфосфонат);
- ГМДАТФ** – гексаметилендиаминотетра (метиленфосфонат);
- ФБТК** – 2-Фосфобутан-1,2,4- трикарбоновая кислота;
- ПАК** – полиакриловая кислота;
- ПМАК** – полиметакриловая кислота;
- САМК** – сополимер акриловой и малеиновой кислот;
- СМКА** – сополимер малеиновой кислоты с акриламидом;
- ААПС** – сополимер акриловой кислоты с акриламидом-2-метилпропансульфоновой кислоты;
- ПВС** – поливинилсульфонат;
- ФПА** – фосфинополиакрилат;
- ЭДТА** – этилендиаминтетраацетат;
- НТА** – нитрилотриацетат;
- УДР** – установка дозирования реагента;
- ПЗП** – призабойная зона пласта;
- УЭЦН** – установка электроцентробежного насоса;
- ПЭД** – погружной электродвигатель;
- ОПИ** – опытно-промышленные испытания;

**ГНО** – глубинно-насосное оборудование;

**ПАВ** – поверхностно-активные вещества;

**КРС** – капитальный ремонт скважин;

**ПСК** – погружной скважинный контейнер;

**ШГН** – штанговый глубинный насос;

**МБРХ** – мобильный блок реагентного хозяйства.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 120 страниц, в том числе 19 рисунков, 32 таблицы. Список литературы включает 22 источника. Работа содержит 2 приложения.

Ключевые слова: ингибиторная защита, осложнения при добыче нефти, солеотложения, коррозия, технологии защиты внутрискважинного оборудования, капсулированный реагент.

Объектом исследования являются осложнения, возникающие при эксплуатации нефтяных скважин и химические методы их предотвращения.

Цель исследования – анализ методов и технологий химической защиты внутрискважинного оборудования от осложнений на месторождении «Х».

В процессе исследования была подробно рассмотрена классификация современных рецептур (по действующему веществу) ингибиторов солеотложений, а также перспективы по применению более совершенных реагентов. Проведен анализ технологий и сопутствующих им химических реагентов, применяющихся для борьбы с солеотложениями и коррозией на месторождении «Х». Проанализированы современные тренды при организации ингибиторной защиты от солеотложений и коррозии.

В результате исследования выявлен положительный эффект ингибирования скважин капсулированными реагентами и реагентами комплексного действия.

Область применения: осложненный фонд скважин месторождения «Х».

Потенциальная экономическая эффективность связана с повышением эффективности эксплуатации внутрискважинного оборудования за счет внедрения новых типов химических реагентов (капсулированные ингибиторы, ингибиторы комплексного действия).



## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	11
1 СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К ИНГИБИРОВАНИЮ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ .....	12
1.1 Сущность процесса ингибирования скважин в процессе нефтедобычи .....	12
1.2 Обзор ключевых осложнений, возникающих в процессе добычи нефти ..	15
1.2.1 Методы предотвращения солеотложений в нефтяных скважинах .....	22
1.3 Классификация ингибиторов солеотложения .....	27
1.3.1 Фосфорорганические ингибиторы солеотложения .....	29
1.3.2. Полимерные поликарбоксилатные, полисульфонатные ингибиторы солеотложения .....	32
1.3.3. Полисахариды как основа ингибиторов солеотложения .....	33
1.4 Современный подход к ингибированию для предотвращения отложений солей и коррозии внутрискважинного оборудования .....	37
2 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ И КОРРОЗИЕЙ В УСЛОВИЯХ «Х» МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....	40
2.1 Анализ геологических и технологических показателей нефтяного месторождения «Х» (Томская область) .....	40
2.2 Охват защитой осложнённого фонда .....	43
2.3 Анализ применения технологических химических составов в условиях «Х» месторождения .....	48
3 ТЕНДЕНЦИИ И ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КАПСУЛИРОВАННЫХ ИНГИБИТОРОВ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ В УСЛОВИЯХ «Х» НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ..	68
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	81

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	99
5.1 Анализ вредных производственных факторов .....	100
5.2 Анализ опасных производственных факторов .....	102
5.3 Охрана окружающей среды.....	104
5.4 Защита в чрезвычайных ситуациях .....	107
5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	110
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	112
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	113
Приложение А.....	116
Приложение Б .....	120

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время большое внимание уделяется применению технологических составов, направленных на защиту внутрискважинного оборудования от солеотложений, коррозии, АСПО, гидратов.

Наиболее распространённым методом защиты внутрискважинного оборудования от солевых отложений, коррозии, АСПО является применение химических реагентов. Химические ингибиторы условно делятся на жидкие и твёрдые реагенты. В настоящее время приобретают актуальность твёрдые и капсулированные ингибиторы.

Новизна капсулированного типа реагентов и технологии заключается в том, что ингибитор представляет собой микрокапсулы фосфоросодержащего органического соединения в консервационной жидкости. Равномерный вынос ингибитора обеспечивается за счёт продолжительного по времени процесса диффузии молекул продукта через полимерную мембрану. Данный реагент наиболее актуален для автономных месторождений, инфраструктура которых не позволяет монтировать и обслуживать дозирующие устройства (сложная логистика, отсутствие электроэнергии, неподготовленные площадки и др.).

Актуальность данной работы: переход с традиционного способа ингибиторной защиты на более оптимальный – применение капсулированного реагента.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ и обоснование применения рецептур и технологических составов для обработки скважин на нефтяном месторождении «Х» (Томская область).

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Рассмотреть способы ингибиторной защиты внутрискважинного оборудования.
2. Проанализировать имеющийся опыт работы с технологическими рецептурами.
3. Оценить перспективы применения технологических составов на месторождении «Х» в усовершенствованном варианте.

# **1 СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К ИНГИБИРОВАНИЮ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ**

## **1.1 Сущность процесса ингибирования скважин в процессе нефтедобычи**

Слово «ингибитор» произошло от латинского слова *inhibere* – «задерживать» и является обобщённым названием групп веществ, которые препятствуют естественным физико-химическим процессам в природе. Обратным процессом ингибирования является каталитическая реакция.

В настоящее время ингибиторы используются в металлургии, медицине, химии, пищевой, нефтяной промышленности и т.д.

В нефтяной отрасли широко применяются ингибиторы солеотложений, коррозии, парафиноотложений, гидратообразования для защиты нефтепромыслового оборудования.

Первое применение ингибитора, направленного на защиту нефтепромыслового оборудования от кислотной коррозии, задокументировано в США в начале XIX века. Gypsy Oil Company, дочерняя компания Gulf Oil Company, использовала HCl для удаления известковых отложений в трубах и на оборудовании в скважинах Оклахомы. Рекомендации по обработке этих скважин были предоставлены доктором Блейном Весткоттом из Института Меллона по запросу Gypsy Oil. Его рекомендации включали использование реагента «Родин №2» (Rodine №2), ингибитора коррозии, используемого при кислотном травлении на сталелитейных заводах.

Заявка на патент об использовании ингибитора коррозии как сопутствующего реагента при интенсификации притока не была подана. По-видимому, это было связано с тем, что ингибирование жидкости считалось уже известным методом защиты оборудования, применяемым в металлургической промышленности.

Благодаря работе доктора Сильвии Штоссер, первой женщины-исследователя из Dow Chemical Company, были сделаны новые шаги в области защиты внутрискважинного оборудования от кислотной коррозии. Штоссер

присоединилась к Dow Chemical в 1929 году, и ее первый крупный успех пришел через несколько лет в результате совместных работ с Джоном Гребом, директором физической лаборатории, по разработке ингибитора коррозии в качестве сопутствующего реагента при соляно-кислотной обработке нефтяных скважин. С возрастающим спросом на применение кислотных обработок появилась необходимость внедрения новых и более эффективных ингибиторов. Первоначально в качестве ингибиторов использовались соли мышьяка и меди. Штоссер направила вектор своих исследований на изучение органических соединений, чтобы разработать вещество, которое будет образовывать органическую пленку на поверхности металлической трубы, тем самым защищая ее от контакта с агрессивной кислотой.

11 февраля 1932 года нефтяная компания Pure Oil совместно с компанией Dow Chemical провела кислотную обработку скважины соляной кислотой с применением ингибитора коррозии на скважине №6, кустовая площадка 13, город Чиппева, округ Изабелла, штат Мичиган. К соляной кислоте объёмом 500 галлонов (1892,7 л) было добавлено 2 галлона (7,6 л) ингибитора мышьяковой кислоты по предложению Джона Греба, главы лаборатории физических исследований Dow Chemical, для уменьшения коррозии труб. На скважине, которая до обработки не давала продукцию, впоследствии добывалось до 16 баррелей (2544 л) нефти в сутки.

Обе компании смогли продолжить сотрудничество и провести обработку на большем количестве нефтяных скважин, теперь с более эффективным ингибитором коррозии, разработанным Штоссер. В результате этих впечатляющих успехов использования ингибитора коррозии, интерес к этому направлению резко возрос и быстро распространился.

Стоит отметить, что ингибитор коррозии применялся с соляной кислотой только на карбонатных пластах до 1960-х годов, исходя из реакционной способности карбонатных коллекторов и соляной кислоты [1].

Современные ингибиторы коррозии для нефтегазодобывающей промышленности представляют собой раствор одного или нескольких

органических соединений, обладающих высокими ингибирующими свойствами (так называемые активные основы), в углеводородном или водно-спиртовом растворителе. В качестве активных основ используют имидазолины, первичные амины, диамины, амидоамины, димеризованные амидоамины, четвертичные аммониевые основания, оксиэтилированные первичные амины, алкилпиридины, жирные кислоты, фосфатированные сложные эфиры этилового спирта и др. Активной основы в товарных формах ингибиторов коррозии может быть до 60% масс. (обычно 10–30% масс.). Кроме активной основы и растворителя, ингибиторы могут содержать различные добавки, обеспечивающие доведение физико-химических свойств продукта до заданных значений. Добавками регулируют pH, плотность, вязкость, диспергируемость в воду и др.

Ингибиторами солеотложений называются химические вещества и их смеси, которые при добавлении их к пересыщенным водным растворам минеральных солей в соответствующей концентрации предотвращают или значительно снижают выделение из растворов осадков малорастворимых солей.

Первые упоминания об использовании ингибиторов солеотложений для защиты ВСО датированы 60-ми годами XX века. В конце 1960-х годов Монсанто и Файзер разработали первые органические ингибиторы солеотложений. Первоначально эти разработки были ограничены несколькими органическими фосфонатами и полиакриловой кислотой. Современное поколение ингибиторов солеотложений включает множество различных фосфонатов и полимеров, которые используются по отдельности или в комбинации [2].

С 1970 по середину 1980-х годов единственным широкодоступным на рынке ингибитором солеотложений был гексаметафосфат натрия ( $\text{Na}_6\text{P}_6\text{O}_{18}$ ). Данный реагент в основном использовался для борьбы с сульфатными отложениями, к недостаткам  $\text{Na}_6\text{P}_6\text{O}_{18}$  относили недостаточную эффективность против отложений карбоната кальция. Его растворы были нестабильны, в конечном итоге восстанавливались до ортофосфата. Ортофосфат не только не обладает свойствами ингибирования солеотложений, но также может осаждаться вместе с кальцием с образованием нерастворимого осадка – фосфата кальция.

Ингибиторами парафиноотложений являются химические вещества и их смеси, которые при добавлении к нефти в соответствующей концентрации влияют на процесс кристаллизации парафинов таким образом, что либо понижается температура текучести нефти, либо снижается низкотемпературная вязкость нефти, связанная с кристаллизацией парафинов, либо снижается количество парафинов, выпадающих в осадок (и образующих АСПО).

Современные ингибиторы парафиноотложений – это высокомолекулярные полимеры: полиэтилены (с молекулярным весом более 6000), полиолефины, полиакрилаты, полиметакрилаты, сополимеры этилена и полярных мономеров – полиэтиленвинилацетат (концентрация винилацетата от 20 до 80% масс.), полиоктадецилакрилат, полимеры на основе эфиров полисахаридов и жирных кислот и др. Одним из перспективных ингибитором парафиноотложений, обладающим менее выраженным, по сравнению с другими ингибиторами, специфическим действием, считается полиэтиленвинилацетат с концентрацией винилацетата от 30 до 38% масс. и молекулярным весом около 35000.

В качестве ингибитора гидратообразования наиболее широкое распространение получило применение метанола. Метанол – распространённый антигидратный реагент, используемый как для предупреждения гидратообразования, так и для ликвидации возникающих по каким-либо причинам гидратных отложений (несплошных гидратных пробок).

Применение методов предупреждения любых осложнений в скважине является наиболее рациональным решением, так как ликвидация последствий, связанная с их появлением, влечет за собой значительные технологические и экономические потери.

## **1.2 Обзор ключевых осложнений, возникающих в процессе добычи нефти**

Тип солеотложений принято характеризовать по преобладанию (до 60...80%) одного из видов неорганических соединений. Карбонатные соли

(рисунок 1), преимущественно кальцит, распространены на месторождениях Западной Сибири, Азербайджана, Ставропольского края и других; сульфаты кальция – гипс и ангидрит – на месторождениях Урало-Поволжского региона и Республики Казахстан; галит – на месторождениях Республики Беларусь, Украины, Восточной Сибири; сульфаты бария и стронция – на месторождениях Мангышлака и Северного Кавказа.



Рисунок 1 – Солеобразование в насосно-компрессорных трубах

К типичным солевым отложениям в добыче нефти относятся сульфатные, карбонатные, реже сульфидные малорастворимые соли. В таблице 1 приведены наиболее типичные минеральные отложения, встречающиеся в практике нефтедобычи, их основные кристаллические формы и источники солеобразующих ионов. Термобарические условия формирования этих отложений находятся в пределах от 0,1 до 25,0 МПа и от –10 до +140°С.

Таблица 1 - Типичные минеральные отложения в добыче нефти и газа

Отложения	Формула	Источник катиона солевых отложений	Источник аниона солевых отложений	Основная кристаллическая форма
Карбонат кальция	$\text{CaCO}_3$	Пластовая минерализованная вода	Пластовая минерализованная вода, водоносных горизонтов	Кальцит, арагонит, ватерит



Продолжение таблицы 1

Сульфат кальция	$\text{CaSO}_4 \cdot n\text{H}_2\text{O}$	Пластовая минерализованная вода	Пластовая минерализованная вода, водоносных горизонтов, поверхностная вода, морская вода	Гипс, ангидрит, бассанит
Сульфат стронция	$\text{SrSO}_4$	Пластовая минерализованная вода	Пластовая минерализованная вода, водоносных горизонтов, поверхностная вода, морская вода	Целестин
Карбонат железа	$\text{FeCO}_3$	Продукты коррозии, порода пласта	Пластовая минерализованная вода, водоносных горизонтов	Сидерит
Оксиды, гидроксиды железа	$\text{Fe}(\text{OH})_3$ , $\text{Fe}_2\text{O}_3$ , $\text{Fe}_3\text{O}_4$	Продукты коррозии, порода пласта	Кислородсодержащая нагнетаемая вода	Магнетит, гематит
Сульфид железа	$\text{FeS}$ , $\text{FeS}_2$	Продукты коррозии, порода пласта	Биогенный сероводород (биоценоз СВБ), первично-реликтовый сероводород	Пирит
Хлорид натрия	$\text{NaCl}$	Пластовая минерализованная вода	Пластовая минерализованная вода	Галит

Солевые отложения в нефтепромысловой практике, как правило, представляют собой сложные многокомпонентные образования и не являются мономинеральными. Кроме минеральной части солевые отложения включают органические соединения, такие как асфальтены, тугоплавкие парафины, смолы, битум, сернистые соединения. Содержание органических компонентов может достигать десятков процентов.

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

Сульфатные соли в нефтедобыче представлены сульфатами бария, стронция и кальция. Сульфат кальция может образоваться в трех модификациях: гипс ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ), бассанит ( $\text{CaSO}_4 \cdot 0,5\text{H}_2\text{O}$ ) и ангидрит ( $\text{CaSO}_4$ ).

Из встречающихся в промышленной практике солевых отложений, пожалуй, наибольшие проблемы вызывают сульфатные отложения бария (барит) и стронция (целестин). Это связано, прежде всего, с их чрезвычайно низкой растворимостью и трудностями растворения с целью удаления из систем производственного оборудования. В этих условиях предпочтительными являются механические способы удаления.

Можно выделить пять основных причин солеотложения:

1. Выпадение кальцита происходит при изменении термобарических условий, в основном при снижении давления и увеличении температуры. При снижении давления углекислый газ выделяется из воды, что приводит к выпадению кальцита. В результате происходит отложение карбонатов на поверхности колес электроцентробежных насосов и внутри насосно-компрессорных труб (НКТ).

2. Смешение несовместимых вод; обычно добываемая вода содержит катионы кальция, бария и стронция и смешение их с закачиваемой водой, содержащей сульфатные анионы, приводит к образованию нерастворимых сульфатов, таких как барит, целестин, гипс и ангидрит. При смешении сероводородсодержащих флюидов с флюидами, содержащими ионы железа, цинка или свинца, образуются в качестве отложений сульфиды соответствующих металлов  $\text{FeS}$ ,  $\text{ZnS}$ ,  $\text{PbS}$ .

Перемещаясь по пласту в процессе заводнения, закачиваемая вода стремится к равновесному с породой состоянию при пластовых давлениях и температуре. При содержании в породе 0,2% карбонатов и 0,4% сульфатов равновесное насыщение воды этими ионами наступает через 30 суток. Это приводит к тому, что добываемая вода оказывается совсем не того ионного состава, который характерен для закачиваемой воды, и часто пересыщена основными солеобразующими ионами.

3. Существенным фактором, оказывающим влияние на солеотложение, особенно в низкообводненных скважинах, является частичное испарение воды в газовую фазу в процессе разгазирования скважинной продукции. В процессе испарения воды происходит общее понижение растворимости солей и в осадок переходят даже хорошо растворимые в обычных условиях соли.

4. Одной из причин интенсивного отложения карбоната кальция и гипса в насосном оборудовании является повышение температуры потока добываемой продукции из-за трения рабочих колёс насоса и теплоотдачи от работающего погружного электродвигателя. Повышение температуры потока добываемой продукции в зависимости от дебита скважины происходит на 4...15°C, это создает условия для отложения соли на колесах центробежных насосов.

5. Интенсивное солеобразование возможно также при выводе скважины на режим после глушения её соевыми растворами. Причинами солеобразования в этом случае являются увеличение концентрации солеобразующих ионов, снижение концентрации растворенного CO<sub>2</sub>, изменение ионной силы добываемых водных растворов. Благоприятные условия для осадкообразования реализуются при глушении скважины растворами хлористого кальция и другими кальцийсодержащими растворами. Осадкообразование будет протекать и при глушении скважин раствором хлористого натрия, хотя и менее интенсивно [5].

Коррозия представляет собой процесс, в результате которого происходит разрушение материалов при взаимодействии с агрессивной средой. Коррозионные процессы характерны для многих отраслей промышленности, отличаются широким распространением и разнообразием условий и сред, в которых они протекают. Для нефтегазопромыслового оборудования наиболее характерными видами являются общая и локальная коррозия.

Под общей коррозией понимается процесс, при котором разрушительному воздействию подвергается вся или какая-либо часть поверхности металла, при этом глубина разрушения на одних участках может быть несколько больше, чем на других. Для данного вида коррозии характерна скорость 0,1 - 0,5 мм/год.

Локальная коррозия является наиболее распространенной. Она сопровождается высокой скоростью растворения металла на отдельных участках (1-10 мм/год). При местной коррозии возможно появление сквозных отверстий, так как разрушение происходит вглубь материала.

К основным видам локальной коррозии относятся: питтинговая (язвенная) коррозия, коррозия пятнами, коррозия в виде бороздок (канавок), коррозия в виде плато, мейза-коррозия, контактная коррозия, подпленочная коррозия, гальваническая коррозия. Представленная классификация коррозионных разрушений скважинного оборудования наиболее распространена и часто используется в нефтяных компаниях.

По результатам проведенного литературного обзора выявлено, что характерными для Западной Сибири типами коррозии являются язвенная коррозия с глубиной проникновения до 1 - 5 мм/год и мейза-коррозия (рисунок 2), имеющая значительные по площади области локальных коррозионных повреждений, достигающих 45 мм/год. Язвенная коррозия характеризуется глубоким поражением участка поверхности ограниченной площади. В результате действия мейза-коррозии поверхность оборудования приобретает характерный ребристый вид, так как повреждения возникают как в глубину, так и по плоскости металла.



Рисунок 2 – Внешний вид деталей, поражённых язвенной (питтинговой) коррозией и мейза-коррозией

В нефтепромысловой практике выделяют три основных механизма коррозии подземного оборудования, обусловленные влиянием растворенного в

воде газа: CO<sub>2</sub> (углекислотная), H<sub>2</sub>S (сероводородная) и O<sub>2</sub> (кислородная) коррозия.

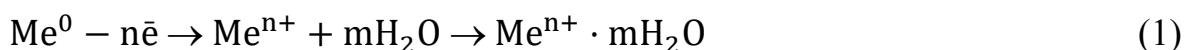
Ранее углекислый газ не представлял значительной угрозы. Поступление кислорода в систему сбора нефти и продукции, содержащей сероводород, считались более активными коррозионными компонентами среды. Однако, с началом разработки глубоко залегающих пластов, ситуация сильно изменилась, углекислотная коррозия стала одной из основных причин выхода из строя нефтегазопромыслового оборудования на месторождениях Западной Сибири. Скорость коррозионного разрушения здесь составляет 3 - 4 мм/год, а в отдельных случаях достигает 6 - 8 мм/год. Причиной этому послужили высокие пластовые температуры (80 - 140°C), парциальное давление и градиент парциального давления от забоя к устью скважины.

Углекислотная коррозия в бескислородной водной среде протекает по электрохимическому механизму.

Агрессивная среда представляет собой электролит. При погружении в него оборудования на границе раздела фаз происходит скачок потенциалов и образование гальванических пар за счет возникновения двойного электрического слоя. Нефтегазопромысловое оборудование, выполненное из сплавов разнородных металлов, представляет собой многоэлектродный элемент, в котором происходит чередование анодов и катодов. На анодных участках происходит переход ионов металла в раствор, а освобожденные электроны движутся по металлу от анодного участка к катодному. В результате, на одной и той же поверхности происходят одновременно два процесса, противоположные по своему химическому смыслу: окисление металла и восстановление окислителя.

Окислительно-восстановительные процессы, возникающие при электрохимической коррозии, могут быть описаны следующими реакциями:

1. Анодный процесс, который происходит при переходе ионов металла с поверхности в раствор и их гидратации:



2. Катодный процесс, который заключается в ассимиляции (захвате) электронов каким-либо деполяризатором:



где  $Me^{n+}$  – ионы металла;  $n\bar{e}$  – освобожденные электроны; D – окислитель (деполяризатор).

Так как в результате перемещения электронов от анодных участков к катодным возникает электрический ток, то для оценки скорости электрохимической коррозии можно использовать силу тока. Согласно формуле Фарадея, можно определить количество прородированного металла с 1 см<sup>2</sup> его поверхности:

$$K = Q \cdot \frac{A}{F} \cdot n = i \cdot \tau \cdot \frac{A}{F} \cdot n, \quad (3)$$

где K – количество прородированного металла, г/см<sup>2</sup>; Q – количество электричества, протекающего за время  $\tau$ , [с] между анодными и катодными участками; i – плотность тока, А/см<sup>2</sup>; F – число Фарадея; n – валентность металла; A – атомная масса металла, г/моль [4].

### 1.2.1 Методы предотвращения солеотложений в нефтяных скважинах

Наиболее распространенные методы предотвращения отложений солей в нефтепромысловом оборудовании представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Методы предотвращения отложений солей

№ п/п	Наименование	Методы
1	Физические методы	- воздействие магнитными, электрическими и акустическими полями.
2	Технологические методы	- конструктивные изменения; - регулирование систем воздействия на пласт; - отдельный отбор и сбор жидкости; - подготовка воды для использования в системе ПЖД; - изоляционные работы; - защитные покрытия.
3	Химические методы	- применение ингибиторов солеотложения.

## **Физические методы предупреждения образования неорганических солей в нефтяных скважинах**

Физические методы предотвращения отложений солей основаны на обработке потока добываемой жидкости магнитными, электрическими и акустическими полями.

В нефтепромысловой практике в силу специфики применяемого оборудования в основном используются аппараты с постоянными магнитами. Воздействие магнитным полем на газожидкостные смеси, проходящие через зазоры устройства, приводит к изменению структуры солей, снижению их адгезии к поверхности внутрискважинного оборудования.

Известна практика опробования магнитных устройств, предназначенных для борьбы с солеотложением на рабочих органах насоса, МУПС-1 и МУПС-2, «Магнолеум», диспергатор МАГ-1 на месторождениях Западной Сибири. Несмотря на положительные результаты, полученные в ряде испытаний, магнитные устройства не нашли широкого применения.

Использование электрического поля так же приводит к снижению адгезии кристаллов солей к поверхности внутрискважинного оборудования. В этом случае поле создается двумя электродами, спущенными в скважину. Данный метод достаточно сложен в техническом исполнении, так как для его реализации требуется постоянное потребление электроэнергии.

## **Технологические методы предупреждения образования неорганических солей в нефтяных скважинах**

Среди существующих технологических методов предотвращения отложения солей выделяют проведение водоизоляционных работ. Своевременное вмешательство позволяет избежать смешения вод различного состава, поступающих из других горизонтов, из-за негерметичности обсадной колонны и цементного камня. Значительно снизить интенсивность отложения солей позволяет селективная изоляция обводненных пропластков продуктивного пласта, вызывающая сокращение притока воды.

В связи с тем, что термобарические условия оказывают значительное влияние на выпадение солей, выбор оптимального забойного давления позволит сократить процесс солеобразования.

Внесением конструктивных изменений, таких как хвостовики, штуцеры, диспергаторы, можно регулировать условия кристаллизации солей и скорость движения потока в скважине. Для повышения работоспособности нефтегазопромыслового оборудования применяются различные защитные покрытия. Технологические методы предупреждения образования неорганических солей достаточно эффективны, однако, они не способствуют снижению процессов солеобразования, а больше направлены на увеличение срока бесперебойной работы оборудования. Основные недостатки методов сопряжены со значительными затратами и сложностью исполнения.

#### **Химический метод предотвращения солеотложений**

Применение химических реагентов является наиболее эффективным и технологичным способом предотвращения отложений неорганических солей.

На данный момент нефтяная промышленность располагает достаточно большим ассортиментом ингибиторов солеотложений. При соблюдении всех требований и правил подбора ингибиторов и технологий их применения возможно предотвратить процессы солеотложений на всем пути перемещения скважинной продукции: от забоя до пунктов подготовки нефти и воды.

#### **1.2.2 Методы предотвращения коррозионных процессов в нефтяных скважинах**

Наиболее распространенные методы предотвращения протекания коррозионных процессов в нефтепромысловом оборудовании представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Методы предотвращения протекания коррозионных процессов в нефтепромысловом оборудовании

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование</b>	<b>Методы</b>
1	Физические методы	- электрохимическая защита; - защитные покрытия.



### Продолжение таблицы 3

2	Технологические методы	- снижение скорости потока, температуры; - ограничение водопритока в скважину; - исключение закачки воды через систему ППД, зараженной сульфат-восстанавливающими бактериями (СВБ).
3	Химические методы	- применение ингибиторов коррозии.

### **Физические методы предупреждения коррозии нефтегазового оборудования**

Под физическими методами защиты понимают применение коррозионностойких материалов, защитных покрытий и электрохимическую защиту.

Широкое распространение получили коррозионностойкие варианты исполнения внутрискважинного оборудования. Применение корпусных деталей, насосно-компрессорных труб, брони для удлинителей и кабелей из нержавеющей стали или с антикоррозионным покрытием позволяет практически полностью устранить отказы скважинного оборудования по причине коррозии.

### **Электрохимическая защита оборудования основана на уменьшении скорости коррозии металла путем катодной и анодной поляризации**

Данные методы защиты достаточно дорогостоящие, однако обеспечивают высокий технико-экономический эффект. В связи с этим, их применение будет оправданным в случае эксплуатации оборудования в средах с высокой агрессивностью, а также на удаленных месторождениях, доступ к которым ограничен, отсутствует возможность постоянного контроля.

### **Технологические методы предупреждения протекания коррозионных процессов в скважинном оборудовании**

Среди существующих технологических методов предотвращения протекания коррозионных процессов выделяют мероприятия, направленные на

ограничение водопритока, снижение скорости движения жидкости, ее температуры, а также подготовку воды в системе ППД.

Работы, направленные на ограничение водопритока, проводят в случае поступления воды вследствие негерметичности эксплуатационной колонны и цементного камня. Также, как и при предупреждении отложений солей, для устранения порывов воды в продуктивном пласте применяются различные водоизоляционные составы. Данный метод является сложным в реализации, требует проведения капитального ремонта скважины, что приводит к высоким экономическим затратам.

Применение различных штуцеров, хвостовиков, задвижек и других конструктивных решений позволяет регулировать скорость движения жидкости, создавая эмульсионные режимы течения, тем самым снижая скорость протекания коррозионных процессов.

Для того чтобы избежать возникновения коррозии, вызванной смешением несовместимых вод, в системе ППД проводится подготовка закачиваемой воды. Подбор реагента учитывает свойства коррозионной среды, источники пресной воды проверяются на уровень зараженности СВБ. Отмечается эффективность метода, однако требуются значительные затраты, связанные с подготовкой воды, сложность исполнения связана с необходимостью наличия нескольких источников реагента для закачки.

### **Химический метод предотвращения коррозии**

Химическая защита осуществляется посредством ингибиторов коррозии. Ингибиторы максимально замедляют скорость коррозии, не оказывая негативного воздействия на сам металл.

Механизм действия ингибиторов коррозии может быть основан на адсорбционных процессах, за счет которых образуется на поверхности оборудования защитная пленка, а также направлен на снижение поверхностного натяжения на границе «нефть – вода» или на увеличение смачивающей способности нефти по отношению к металлам. Состав, строение и свойства

молекул ингибитора определяют механизм защитного действия реагентов (таблица 4).

Таблица 4 – Типы ингибиторов коррозии по механизму действия

№ п/п	Тип ингибитора коррозии	Механизм действия
1	Барьерный	Образование пленки на поверхности оборудования
2	Нейтрализующий	Увеличение рН среды
3	Удаляющий	Удаление агрессивных компонентов из среды
4	Прочие	Подавление действия СВБ

Применение ингибиторов коррозии обеспечивает эффективную и надежную защиту оборудования, позволяет стабилизировать процесс его эксплуатации и увеличить время межремонтного периода работы скважин, кроме того, не требует изменения технологических схем.

Основываясь на экономической целесообразности в зависимости от условий и особенностей разработки залежей, доступности технических средств и прочих факторов, могут применяться различные методы, однако, в нефтепромысловой практике приоритетное распространение для предотвращения осложнений, связанных с солеотложением и коррозией оборудования, получили ингибиторные способы защиты [4].

### **1.3 Классификация ингибиторов солеотложения**

Для классификации ингибиторов солеотложения (здесь рассматриваются только однокомпонентные ингибиторы солеотложения – индивидуальные вещества) используется подход, в основе которого лежат химическая природа ингибитора, доминирующий механизм ингибирования, тип влияния на состояние пересыщенного раствора или класс ингибируемых солей. В основе большинства классификаций лежит химическая природа вещества, ингибирующего кристаллизацию.

Классы химических соединений, проявляющих ингибирующую способность по отношению к основным солям, встречающимся в нефтедобыче, обычно делят на анионные и катионные. К анионным соединениям относятся:

- органические производные фосфорной, фосфоновой и фосфиновой кислот (эфиры фосфорной, фосфоновой кислот, фосфонаты, оксифосфонаты, аминоксифосфонаты, фосфинаты);
- производные карбоновых кислот (полиакрилаты, сополимеры акрилатов и малеинового ангидрида, аминоксифосфонаты);
- производные сульфокислот (поливинилсульфонат);
- полиоксипроизводные (олиго-, полисахариды);
- неорганические соединения (полифосфонаты, ферроцианиды).

К катионным соединениям в основном относятся производные аминов (полиалкиленамины, четвертичные аммониевые основания, полиэтоксигированные амины).

В таблице 5 (приложение А) приведены основные соединения, применяемые в нефтедобыче в качестве действующих веществ ингибиторов солеотложений.

По механизму действия ингибиторы солеотложений можно условно разделить на три класса: хелаты, ингибиторы «порогового» действия и модификаторы кристаллов (рисунок 3).

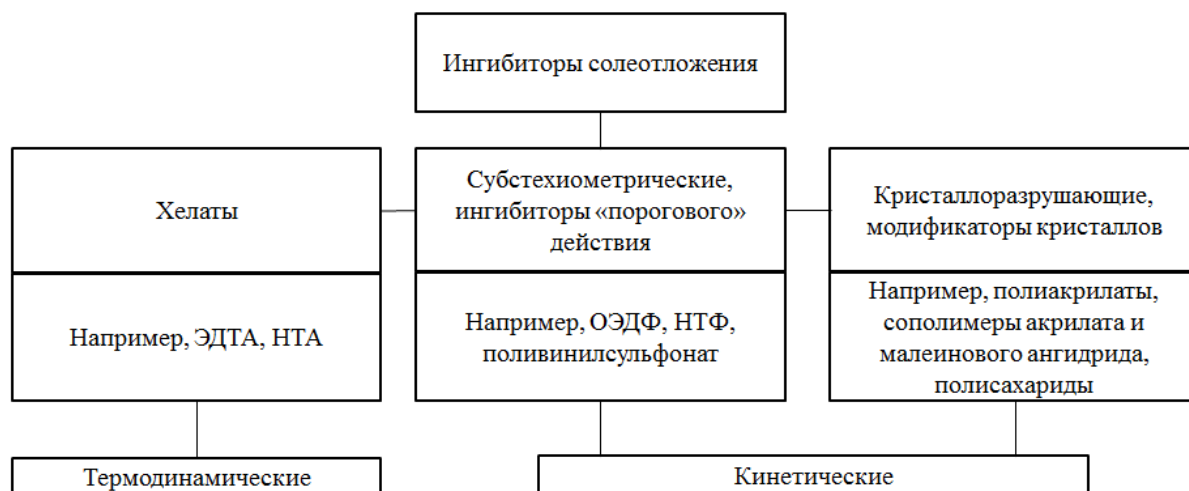


Рисунок 3 – Классификация действующих веществ ингибиторов солеотложения по классам

Хелаты – вещества, способные связывать солеобразующие катионы и препятствовать их взаимодействию с солеобразующими анионами. Такие соединения, как этилендиаминтетраацетат (ЭДТА) и НТА, относят к ингибиторам, действующим в эквимольном соотношении с солеобразующими ионами металлов. Хелаты, образуя комплексы с ионами  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Sr}^{2+}$  и  $\text{Ba}^{2+}$ , изменяют концентрацию свободных ионов, влияя на гетерогенное равновесие в системе. Исходя из особенностей действия таких ингибиторов солеотложения понятно, что их эффективность находится в прямой зависимости от стехиометрии, а экономическая целесообразность применения зависит от минерализации воды и содержания осадкообразующих катионов.

К ингибиторам «порогового» действия относят такие соединения, которые в растворе, адсорбируясь на поверхность формирующихся зародышей кристаллов, препятствуют процессу роста кристаллов солей в субстехиометрическом соотношении. Кристаллоразрушающие ингибиторы не препятствуют кристаллизации солей, а лишь видоизменяют форму кристаллов.

Первый класс веществ относится к термодинамическим ингибиторам, последние два – к кинетическим ингибиторам солеобразования.

К ингибиторам «порогового» действия относят все фосфонаты, к ингибиторам-диспергаторам – поликарбоксилаты, к модификаторам – НТА и другие хелаты.

### **1.3.1 Фосфорорганические ингибиторы солеотложения**

Наибольшее распространение в качестве ингибиторов солеотложения получили реагенты на основе фосфонатов: ОЭДФ, НТФ, ЭДФ, ЭДТМФ. Фосфонатные ингибиторы выпускаются в виде калийных солей, поскольку этот катион препятствует набуханию породы пласта. Использование того или иного фосфоната в составе ингибитора обусловлено типом отложения. Так, для сульфатных отложений в основном используется НТФ, хорошо ингибирующий образование гипса.

Моноэфиры фосфорной кислоты ( $\text{ROPO}_3\text{H}_2$ ) являются относительно безопасными для экологии ингибиторами солеотложения, но в то же время они

не относятся к самым эффективным ингибиторам солеотложения. В целом, эфиры фосфорной кислоты следует рассматривать как перспективные реагенты по ряду качеств, важными из которых являются их способность ингибировать коррозию, биоразлагаемость, высокая эффективность к карбонатным и сульфатным отложениям.

Мономеры фосфонатов и аминокислот относятся к самым распространённым ингибиторам солеотложений, прежде всего вследствие их высокой эффективности ингибирования кристаллизации карбоната кальция, сульфатов бария, стронция и кальция. Такие фосфонаты, как НТФ, ОЭДФ, ЭДТМФ, ДЭТАПФ, значительно увеличивают индукционный период кристаллизации, уменьшают скорость нуклеации. Учитывая тот факт, что фосфонаты и аминокислоты взаимодействуют с катионами, зародышем кристалла и с самим микрокристаллом, механизм ингибирования фосфонатами довольно сложный. При высоких концентрациях  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Sr}^{2+}$ ,  $\text{Ba}^{2+}$  возможно образование нерастворимых полиядерных комплексов, в состав которых может входить до 5 катионов щелочно-земельных металлов, например, при использовании НТФ возможно образование следующих комплексов: при  $\text{pH} > 6$  – это  $\text{Ca}_3\text{Phn}$ , а в среде с  $\text{pH} = 5 - 6$  – это  $\text{Ca}_5(\text{HPhn})_2$ .

В таблице 6 приведены концентрации фосфонатов, выше которых образуются осадки комплексных солей кальция. В этой связи ФТБК более предпочтителен в технологиях постоянного дозирования ингибитора в поток, а ингибиторы ОЭДФ и НТФ – в технологиях задавки ингибитора в пласт с последующим его осаждением.

Таблица 6 - Критические концентрации фосфонатов при 54°C

<b>Фосфонат</b>	<b>Концентрация <math>\text{Ca}^{2+}</math>, ppm</b>	<b>Критическая концентрация фосфоната, ppm</b>
ОЭДФ	1000	8
НТА	1000	12
ФБТК	1000	185

Способность фосфонатов образовывать нерастворимые комплексы используется для размещения ингибиторов в пласте месторождения или в

трубопроводах. Показано, что 1,5 кг комплекса  $\text{Ca}_3\text{H}_4\text{ДЭТАПФ}$  способны защитить в течение 100 суток скважину с дебитом по воде  $16,8 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

Высокая эффективность ингибирования солеотложения достигается, если процесс кристаллизации ингибируется смесью веществ, которые, работая по разным механизмам, обеспечивают синергетический эффект. Синергетический эффект на кристаллизацию карбоната кальция обнаружен при использовании смеси НТФ с адипиновой и полиакриловой ( $M = 5 \cdot 10^3$ ) кислотами. Доказано, что адсорбция полимерного фосфинатного ингибитора ФПА на металлической поверхности играет важную роль в ингибировании процессов гетерогенного кристаллообразования  $\text{CaCO}_3$  и  $\text{BaSO}_4$ .

Применение ингибиторов солеотложения в скважинах, нефтесборных коллекторах, водоводах предполагает возможный контакт с другими реагентами, например ингибиторами коррозии, поглотителями сероводорода, это обуславливает их возможную несовместимость, выражающуюся в снижении эффективности конфликтующих реагентов. В работах Грэхэма и Сталкера рассматривается проблема химической совместимости ингибиторов образования отложений фосфонатного, фосфинполиакрилатного, поливинилсульфонатного типов, а также сополимера винилсульфоната и акрилата с четырьмя различными ингибиторами коррозии, в том числе коммерческими на основе имидазолина и четвертичных аммонийных солей. Отмечено, что совместное присутствие ингибиторов коррозии и солеотложения снижает эффективность обоих ингибиторов. При этом были сформулированы причины такой несовместимости (интерференции):

1. Конкуренция при адсорбции на металлическую поверхность – ингибиторы коррозии и солеотложения обладают поверхностной активностью, в связи с этим ингибитор солеотложения препятствует формированию защитной пленки ингибитора коррозии на поверхности металла, а ингибитор коррозии в свою очередь адсорбируется на формирующихся кристаллах соли;

2. Комплексообразование – пленкообразующие ингибиторы коррозии являются в основном катионными веществами, а ингибиторы солеотложения –

анионными, их взаимодействие приводит к образованию комплексов, снижающих активность;

3. Адсорбция ингибитора солеотложения на поверхности металла ингибирует гетерогенную нуклеацию и рост кристаллов соли, которая может служить защитным барьером для развития коррозии. Отмечено, что скорость коррозии стали в средах, содержащих анионы  $\text{HCO}_3^-$ , снижается при длительной экспозиции металла в растворе, что связано с образованием защитной пленки из  $\text{FeCO}_3$ . В присутствии ингибитора солеотложения эффективность ингибиторов коррозии снижается вследствие ингибирования образования защитной пленки из  $\text{FeCO}_3$ .

Сталкер и Грэхем также описали случай потери активности ингибитора солеотложения при применении поглотителя сероводорода на основе триазина. Показано, что эффективность ингибирования солеотложения в дозировке ингибитора 20 ppm в присутствии 2530 ppm поглотителя сероводорода снижается до 60%.

### **1.3.2. Полимерные поликарбоксилатные, полисульфонатные ингибиторы солеотложения**

Ингибиторы солеотложения на основе полиакриловой, полиметакриловой и полималеиновой кислот и их производные можно отнести к классу модификаторов.

В работах Сентилмургана и Гоша отмечается высокая эффективность сополимеров акриловой и малеиновой кислот (САМК) и малеиновой кислоты с акриламидом (СМКА) (95...100%) в ингибировании  $\text{CaCO}_3$  и  $\text{CaSO}_4$  в присутствии высоких концентраций  $\text{Ca}^{2+}$ , толерантность к содержанию в воде ионов  $\text{Fe}^{2+}$  и  $\text{Fe}^{3+}$ , сохранение высокой эффективности при низких температурах. Особо подчеркивается, что данные сополимеры ингибируют гетерогенную кристаллизацию. Сополимер акрилата с малеиновой кислотой (САМК) рассматривается и как эффективный экологически чистый ингибитор, который имеет хорошую термостабильность при температуре выше 140°C. САМК



рекомендуется для задавок в пласт в скважины с высокими давлением и температурой.

На основе гидрофобных кремний модифицированных полиаминов разработаны ингибиторы солеотложений, которые перспективны для предотвращения алюмосиликатных отложений.

### **1.3.3. Полисахариды как основа ингибиторов солеотложения**

Современные тенденции в области охраны окружающей среды требуют разработки новых высокоэффективных «зеленых» ингибиторов солеотложения, применение которых значительно снижает отрицательное воздействие на природу. Полисахариды (арабиногалактан, натриевая соль карбоксиметилцеллюлозы, гуаровая камедь и другие) оказывают влияние на кристаллообразование кальциевых солей, их полиморфные формы, морфологию и размеры частиц, что стимулирует исследования по созданию на их основе новых эффективных и нетоксичных «зеленых» нефтепромысловых реагентов – ингибиторов солеотложения.

В работе по применению экологических ингибиторов солеотложений авторы Барака-Локмане, Сорбие, Пойзон, Леккок продемонстрировали возможность замены коммерчески доступного фосфонатного ингибитора ДЭТАПФ на более экологически чистые «зеленые» ингибиторы солеотложения – карбоксиметилинулин и полиаспартат в технологии задавки ингибитора в пласт.

Исследование арабиногалактана и Na-карбоксиметилцеллюлозы, одного из наиболее доступных водорастворимых полисахаридов, как ингибиторов солеотложений методом капиллярного тестирования при температуре 80°C показало, что при концентрации 20 и 30 мг/л, соответственно, реагенты практически полностью ингибируют процессы солеотложения  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{CaSO}_4$  с эффективностью ~98%.

Учёные Контрек, Кралж, Бречевич, Фалини выявили влияние различных водорастворимых полисахаридов – декстранов (катионных, анионных и неионогенных) и растворимого крахмала – на осаждение карбоната кальция в

модельной системе, в которой гидроксид кальция и угольная кислота были реагентами. Наличие заряженных декстранов, катионных или анионных, вызывает торможение процесса осаждения в целом; в случае анионного декстрана торможение, вероятно, является следствием его взаимодействия с ионами  $\text{Ca}^{2+}$ , в то время как катионный декстран, скорее всего, адсорбируется электростатически на отрицательно заряженные поверхности кальцита и ватерита.

В патенте Кесавана, Вудварда и Декампо в качестве ингибитора отложения солей кальция, бария предлагается продукт деполимеризации полисахарида – карбоксиалкилполисахарид с молекулярной массой около 500000, содержащий на один сахарный фрагмент от 0,5 до 3,0 карбоксильных групп и используемый в нефтегазодобыче в концентрациях 10...20 ppm.

Полисахариды животного происхождения, такие как хитин и его производные, являются важными биомакромолекулами беспозвоночных, которые могут влиять на процессы биоминерализации карбоната кальция. Свойства производных хитозана, как соединений, влияющих на кристаллизацию карбоната кальция, были исследованы в работах коллектива учёных из Китая в 2015 году. Показано, что влияние карбоксиметилхитозана с молярной массой 106 сводится к модификации кристаллов  $\text{CaCO}_3$  вследствие комплексообразования с ионами  $\text{Ca}^{2+}$  в растворе и на кристаллической поверхности. Модифицированный олигомер хитозана проявляет более высокую ингибирующую эффективность при кристаллизации  $\text{CaCO}_3$ , чем такие известные ингибиторы, как, например полиаспартат.

Практически важный синергетический эффект был установлен при одновременном воздействии полисахаридов и электромагнитного поля – наблюдался суммирующий эффект влияния на размер образующихся кристаллов карбоната кальция, характеризующийся тем, что их действие существенно превосходит эффект отдельно реагента и физического метода в виде простой суммы. В работе Декампо, Кесавана, Вудварда изучен синергетический эффект совместного применения двух композитных ингибиторов и электромагнитного

поля на осаждение карбоната кальция. Установлено, что наилучший эффект ингибирования (80%) одного из них достигался при концентрации 50 мг/л, другого – 76% (в дозе 40 мг/л). Ингибирующий эффект осаждения карбоната кальция при применении электромагнитного поля составлял 51%. При совместном применении названных ингибиторов и электромагнитного поля эффект ингибирования для первого ингибитора повышался на 20%, а для второго – на 10% [5].

### **1.3.4 Механизмы ингибирования солеобразования**

Исторически доминирующими реагентами ингибирования солеотложений в нефте- и газодобыче были неорганические и органические фосфорсодержащие соединения, и синтетические водорастворимые полимеры [4].

Суть торможения кристаллообразования термодинамическими ингибиторами заключается в изменении произведения растворимости соли. К термодинамическим ингибиторам, помимо хелатов, относятся кислоты, которые, уменьшая рН, смещают карбонатные равновесия, обеспечивая стабилизацию раствора.

Кинетические ингибиторы работают по механизму адсорбции ингибитора на поверхности кристалла.

Экспериментально установлено, что присутствие неорганических или органических соединений и некоторых ионов металлов может сильно влиять на зародышеобразование при кристаллизации, изменение скорости роста кристаллов, а также морфологию кристаллов без существенного изменения их растворимости. Влияние ингибиторов на морфологию кристаллов и скорость зародышеобразования достаточно трудно предсказать. Однако для всех случаев ингибирования обязательным первым этапом взаимодействия между ингибитором и микрокристаллом является адсорбция ингибитора на поверхности кристаллического зародыша.

Отмечается, что рост кристаллов ингибируется, если кинетика адсорбции медленнее, чем молекулярный или ионный обмен между кристаллом и маточным

раствором. Эффект ингибирования по механизму адсорбции может быть эффективен при низких концентрациях ингибитора, но, как правило, эффективность растёт при повышении концентрации, а также уменьшении пересыщения раствора. Есть другой подход для объяснения замедления роста кристаллов в присутствии ингибиторов, основанный на представлении об адсорбции ингибитора на растущем кристалле и уменьшении площади поверхности кристалла, доступной для роста. Так, 5%-е покрытие поверхности кристаллов гипса ОЭДФ полностью подавляет рост кристаллов. Эксперименты показывают, что рост кристаллов кальцита полностью предотвращается, если примерно 1% поверхности будет покрыт ингибитором. Соотношение скоростей адсорбции и десорбции ингибитора является мерой сродства ингибитора к данной поверхности. Для относительно слабой адсорбции скорость роста кристаллов замедляется, но без включения ингибитора в кристаллическую решётку.

Примесные вещества могут либо ускорить процесс зародышеобразования, либо подавить его в результате вмешательства в формирование стабильных зародышей. Параметром, который обычно используют для оценки эффективности зародышеобразования, является скорость зародышеобразования. Прямое измерение скорости зародышеобразования достаточно сложно. Поэтому распространённым способом оценки влияния примесей на зародышеобразование является измерение индукционного периода зародышеобразования или времени метастабильного состояния от степени пересыщенности раствора. Размеры зародышей кристаллов находятся в нанометровом диапазоне и поэтому точное начало зародышеобразования регистрируют методами электронной микроскопии. Время индукции в этом контексте является показателем эффективности ингибитора кристаллизации [5].

#### **1.4 Современный подход к ингибированию для предотвращения отложений солей и коррозии внутрискважинного оборудования**

Преимущества ингибиторной технологии защиты, применяемой для предотвращения солеотложений и коррозии нефтепромыслового оборудования, способствовали увеличению спроса на химические реагенты. Этот способ защиты оборудования эффективный, относительно недорогой и простой в исполнении, чем и объясняется популярность его применения в нефтяных компаниях. Например, в компании ПАО «Лукойл» 67% скважин солеотлагающего и 91% скважин коррозионного фондов защищаются ингибиторами. Компании ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром нефть» и другие нефтедобывающие предприятия России на своих месторождениях так же использует ингибиторы для защиты внутрискважинного оборудования.

В ООО «РН-Юганскнефтегаз» для предупреждения образования солеотложений применяются такие ингибиторы как: ОЭДФ, «Акватек» и «Ипроден-С1», эффективность которых превышает 90%. В случае содержания ионов кальция более 600 мг/дм<sup>3</sup> отмечается эффективность ингибитора солеотложения производства Baker Hughes Petrolite.

Согласно отчетам компании ОАО «Газпромнефть-ННГ» около 50% скважин действующего фонда, оборудованных УЭЦН, осложнены солеотложением. В качестве защитных мер были подобраны ингибиторы, эффективность которых составила не менее 80%. По результатам проведенного комплекса лабораторных и полевых испытаний к промышленному применению были рекомендованы ингибиторы солеотложений «Акватек», «Инсан» и «Оптима».

По результатам анализа, проведенного специалистами ОАО «Самотлорнефтегаз» установлено, что затраты на химическую защиту, существенно ниже потерь при эксплуатации незащищенного оборудования. В связи с этим, стратегия компании подразумевает развитие направления химизации и увеличение линейки ингибиторов. Эффективность применяемых в компании реагентов «Фокс» и Dodiscale составляет 95%. Помимо них имеется

опыт использования ингибиторов «Акватек», Descum и ПАФ, а в рамках дополнительных исследований применяются инкапсулированные ингибиторы Captron и Giptron.

Для устранения проблемы углекислотной коррозии внутрискважинного оборудования в ООО «Лукойл-Пермь» используется ингибитор «ФЛЭК-ИК-201 м.Б». Результаты коррозионного мониторинга показывают, что значение межремонтного периода (МРП) защищаемых скважин увеличилось в 2 раза. Применение ингибитора «ФЛЭК-ИК-200» на Комсомольском и Барсуковском месторождениях позволило увеличить МРП скважин в 2,6 раза.

Ингибиторы компании «НИИнефтепромхим» СНИХ различных марок активно применяются на предприятиях ОАО «Татнефть», ПАО НК «Роснефть», ПАО «Лукойл», ПАО АНК «Башнефть», ОАО НК «РуссНефть», ПАО «Газпром нефть», ПАО «Сургутнефтегаз», ЗАО «Самара-Нафта». В зависимости от назначения реагенты проявляют защитное действие в агрессивных средах, содержащих сероводород, углекислоту, кислород.

Компания ОАО «РН Холдинг» также стремится расширить использование ингибиторов коррозии с целью защиты подземного оборудования, в связи с этим проводится отбор наиболее эффективных реагентов. По результатам исследований наибольший защитный эффект, превышающий 90%, показали Сонкор-9022Б, Scimol-2311, Cortron R-5603, КорМастер 1075, Dodicor 5905, Азол 5030, Азол 5030 марка В, Аквакор 5115Т, Unicorn WS-102, Л-1100 марка А.

Перспективным направлением химизации в настоящее время является внедрение комплексных реагентов, действие которых направлено на защиту скважин сразу от нескольких осложняющих факторов. Например, компанией ОАО «РН Холдинг» был подобран ингибитор Акватек 515Н, обладающий защитным эффектом одновременно от углекислотной коррозии и отложения карбоната кальция. Помимо него известны такие комплексные реагенты данной направленности как Солмастер 7010 (рецептура №4), Солмастер 7010 (рецептура №2), Sedics 2107, Scortron egr 3001W. Применение Акватека 515Н позволило

компания увеличить МРП скважины, снизить затраты на подземный ремонт скважин и ремонт УЭЦН и НКТ, ликвидацию аварий, упростить технологию дозирования. Кроме того, суммарная стоимость необходимого годового объема ингибиторов солеотложений и коррозии выше стоимости комплексного реагента. Таким образом, применение Акватака марки 515Н позволило сохранить 14% общих затрат годовой защиты.

При освоении Оренбургского и Уртабулакского месторождений внедрена обработка скважин комплексным ингибитором коррозии и гидратообразования.

К комплексным ингибиторам повышенный интерес проявляют и все мировые нефтесервисные предприятия. Например, компания Шлюмберже уделяет особое внимание проблемам коррозии и солеотложения на месторождениях Северного моря: инвестирует значительные средства в разработку новых технологий, создание комплексных ингибиторов.

Активно используются комплексные композиции на основе аминотриметиленфосфоновой кислоты (НТФ), 2 - фосфобутантрикарбоновой кислоты (ФБТК), 1 - гидроксиэтилидендифосфоновой кислоты, ингибиторы Defender различных серий и др.

Стоит отметить, что универсальных одинаково эффективных во всех условиях ингибиторов не существует. Для обеспечения надежной защиты и максимально положительного результата реагенты и технологию их подачи необходимо подбирать для каждой условий индивидуально.

## **2 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ И КОРРОЗИЕЙ В УСЛОВИЯХ «Х» МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

### **2.1 Анализ геологических и технологических показателей нефтяного месторождения «Х» (Томская область)**

Информация удалена (стр. 40 – 43), так как относится к категории коммерческой тайны.



## **2.2 Охват защитой осложнённого фонда**

Информация удалена (стр. 43 – 48), так как относится к категории коммерческой тайны.

### **2.3 Анализ применения технологических химических составов в условиях «Х» месторождения**

Информация удалена (стр. 48 – 54), так как относится к категории коммерческой тайны.

## **2.4 Анализ технологий, направленных на борьбу и предупреждение солеотложений и коррозии**

Можно выделить следующие основные технологии предотвращения процессов коррозии и солеотложений в добывающих скважинах с применением химических реагентов:

- 1) Периодическое дозирование ингибитора в затрубное пространство;
- 2) Капиллярное дозирование;
- 3) Установка погружных скважинных контейнеров (ПСК) с ингибитором в составе скважинного оборудования;
- 4) Использование капсулированных ингибиторов;
- 5) Задавка ингибитора в пласт;
- 6) Дозирование с помощью УДР.

### **Периодическое дозирование ингибитора в затрубное пространство**

Технология заключается в серии одноразовых закачек пачек ингибитора в затрубное пространство. Частота проведения мероприятия зависит от производительности скважины, поэтому возможность производить обработку при эксплуатации скважин, без их остановки, является преимуществом данной технологии. Однако высокие эксплуатационные затраты на периодический подвоз и закачку реагента, его неравномерный вынос на поверхность, необходимость соблюдения графика ингибирования, ограничение по дебиту и обводненности являются причиной снижения числа проведения периодических обработок скважин.

Обработке подвергаются скважины с низкой производительностью, где отсутствуют условия немедленного выноса всего объема ингибитора насосом. При использовании данной технологии существуют два пути поступления ингибитора на прием УЭЦН – из затрубного пространства и с забоя скважины. При выводе скважины после глушения часть затрубного пространства заполнена раствором глушения. Введение ингибитора в затрубное пространство в этом случае сопровождается его растворением в растворе глушения. При снижении

поступления жидкости из пласта скважинный насос начинает отбирать жидкость из затрубного пространства, и растворенный ингибитор поступает на прием УЭЦН. При замещении раствора глушения, в затрубном пространстве на нефть часть подаваемого ингибитора, спускаясь на прием насоса под действием собственного веса, поступает в насос, а часть из-за малой скорости восходящего потока успевает опуститься в поднасосное пространство и на забой скважины. В последнем случае растворившийся в водной среде на забое скважины ингибитор постепенно выносится с потоком. Возможна непосредственная закачка насосным агрегатом раствора ингибитора на забой скважины под давлением. В процессе эксплуатации скважины в затрубном пространстве сосредоточен слой нефти. Движение через него водного раствора ингибитора солеотложения нерастворимого в нефти протекает достаточно быстро. В этой связи применение технологии рекомендуется только в том случае, если раствор ингибитора задавливается на забой скважины, а ее эксплуатация сопряжена с неполным выносом жидкости, скапливающейся на забое [7].

Порядок проведения данных работ следующий: приготовление 5% раствора ингибитора в воде для первой закачки реагента на забой скважины. При последующих закачках объем раствора должен быть не менее 1 м<sup>3</sup>. Раствор готовится на попутно-добываемой воде или воде близкой к пластовой по минерализации для обеспечения условий перемещения ингибитора вниз по скважине за счет сил гравитации.

Выполняется обвязка оборудования путем подсоединения выкидной линии цементировочного агрегата (ЦА-320) к внешней затрубной задвижке скважины (рисунок 9). Всасывающая линия агрегата соединяется с автоцистерной с раствором ингибитора. Не останавливая работу скважинного насоса, произвести закачку раствора ингибитора в затрубное пространство скважины на малых оборотах, не поднимая давление выше 3 – 4 МПа.

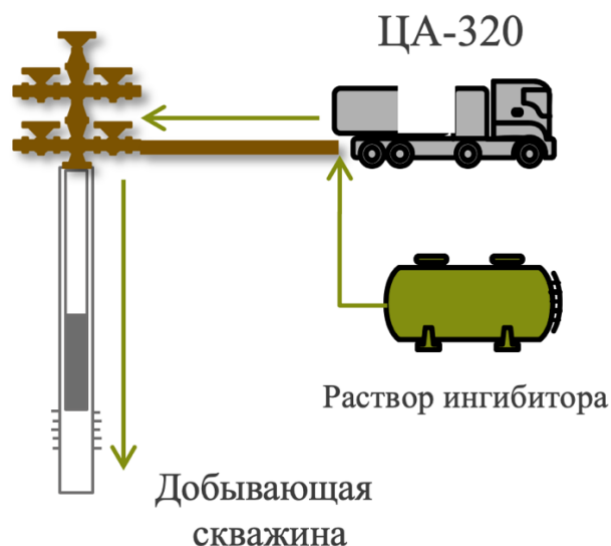


Рисунок 9 – Схема обвязки оборудования при периодическом дозировании ингибитора

Основные достоинства: защитой обеспечены следующие зоны солеотложения – эксплуатационная колонна, насосное оборудование, НКТ и поверхностное оборудование. Отсутствуют затраты на дозирующее оборудование, его монтаж и обслуживание. Недостатками являются: повышенный расход реагента по сравнению с методом постоянного дозирования, ограниченность успешного использования на эксплуатационных скважинах, нестабильный расход реагента.

### **Капиллярное дозирование ингибитора**

Технология заключается в подаче ингибитора в постоянном режиме в затрубное пространство с помощью УДР через специальную капиллярную трубку в область приема насоса.

Благодаря импульсной трубке, которая подаёт ингибитор на приём насоса и интервал перфорации, данный способ борьбы защищает призабойную зону скважины, уменьшая риск уменьшения фильтрационно-емкостных свойств. Защищает ПЭД и, как следствие, риск прихвата при спуско-подъемных операциях. А также более эффективно воздействует на рабочие органы УЭЦН. Единственным недостатком данной технологии является увеличение капиталовложений при ремонте и монтаже импульсной трубки [8].

Технология подачи происходит следующим образом: По скважинному капиллярному трубопроводу (5), закрепленному на внешней поверхности НКТ, химический реагент поступает в клапан-распылитель (7), перед которым установлен протектолайзер (6) для защиты питающего кабеля и капиллярного трубопровода. При выбранном способе дозирования химический реагент поступает на приемную сетку УЭЦН (рисунок 10). Расход реагента может быть значительно снижен, по сравнению с традиционной подачей в затрубное пространство скважины. Наземное оборудование (рисунок 10) представлено дозировочной установкой (1), наземным трубопроводом (2), и устройством ввода капиллярного трубопровода в устьевую арматуру (3 или 4).

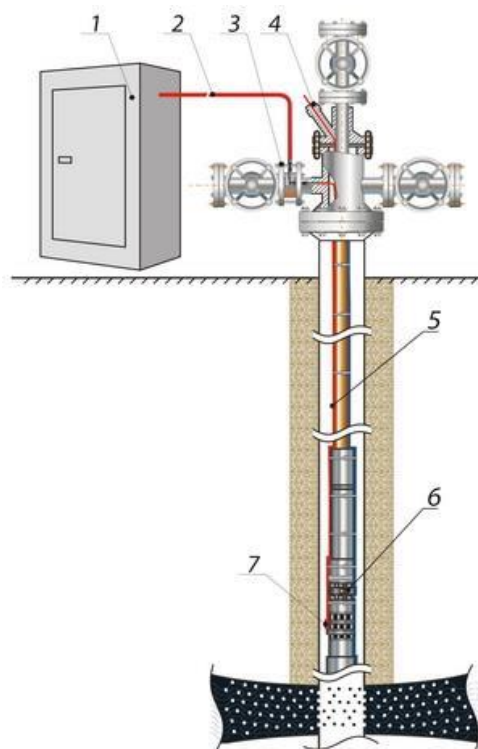


Рисунок 10 – Подача химического реагента в приемную сетку глубинного электроцентробежного насоса

### **Установка погружных скважинных контейнеров с ингибитором в составе скважинного оборудования**

Погружные скважинные контейнеры, например Трил-Св (рисунок 11), представляют собой систему перфорированных трубных секций, заполненных ингибитором. Контейнер крепится к нижней части насосной установки во время проведения ремонта скважины. Через перфорированные отверстия в стенках

контейнера, добываемая жидкость омывает поверхность реагента, обеспечивая его рабочую концентрацию. Определенная скорость подачи ингибитора (обычно, растворенного в водной среде) обеспечивает его необходимую рабочую концентрацию в попутно добываемой воде на длительный период времени (до 360 суток). За счет своей автономности, данная технология удобна в применении на удаленных месторождениях, доступ к которым затруднен. Однако ограничения, связанные с объёмом скважинного контейнера, влияют на длительность защиты и соответственно межремонтного периода.

Одно из технологических ограничений технологии связано с максимальной нагрузкой на колонну. Исходя из этого, с учетом массы и состава размещаемой композиции и желаемого времени защиты оборудования можно оценить границу применимости технологии по дебиту жидкости. Преимущества технологии – это гарантированное присутствие ингибитора солеотложений в продукции скважин, нет необходимости постоянного обслуживания дозирующих устройств. Недостатки – сложность точной дозировки ингибитора; возможно быстрое расходование ингибитора за счет высокого дебита жидкости (более 80 м<sup>3</sup>/сутки); увеличение времени на ремонт скважины в связи с заправкой контейнера. Как правило, ингибирующая композиция из-за ограниченной растворимости может обеспечить необходимую концентрацию ингибитора в интервале обводнённости от 20 до 80%.

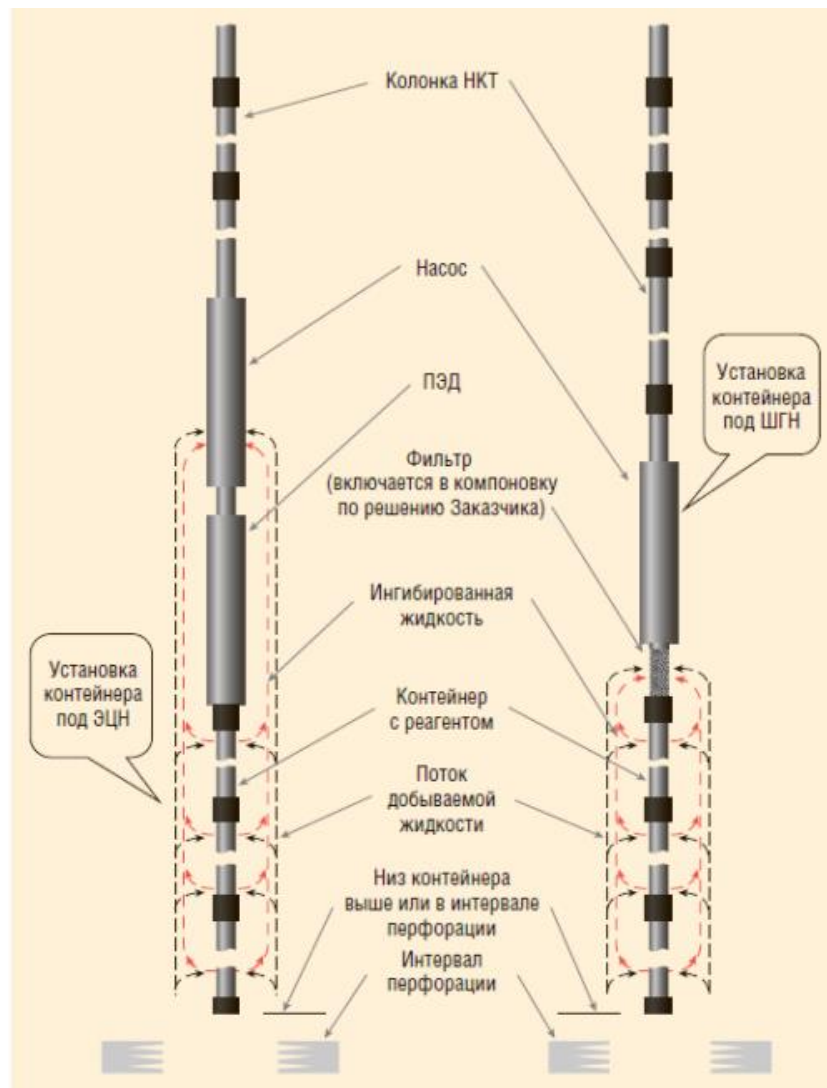


Рисунок 11 – Схема компоновки контейнера «Трил» в скважине [9]

### Использование капсулированных ингибиторов

Технология защиты скважины с использованием капсулированного ингибитора рекомендуется к использованию в добывающих скважинах, осложненных образованием солей, коррозии.

Планирование технологии закачки реагентов в скважину необходимо производить, исходя из характеристик и особенностей конкретной обрабатываемой скважины (индивидуальный подход).

Технология по загрузке капсулированного ингибитора солевых отложений в затрубное пространство в ЗУМПФ подразделяется на два варианта: при спущенном или извлечённом глубинно-насосном оборудовании (ГНО) (рисунок 12). В первом варианте производится отключение установки



электроцентробежного насоса, затрубное давление при этом не сбрасывается. Расчетное количество реагента загружается в подготовленный и проверенный на герметичность технологический сосуд для подачи ингибитора в затрубное пространство и заливается технологической жидкостью Dewaxol WSC или подтоварной водой. Люк технологического сосуда закрывается, проверяется герметичность, постепенным открытием задвижки производится выравнивание давления затрубного пространства скважины и технологического сосуда, выдерживается пауза в течение 20 минут. Технологическая затрубная задвижка закрывается, и давление в технологическом сосуде выравнивается с атмосферным. После проведения операции загрузки выдержать технологическую паузу в течение 24 часов для предупреждения клина ГНО.

Во втором варианте при поднятом глубинном оборудовании в трубное пространство засыпается расчётное количество гранулированного ингибитора солеотложения. Осуществляется продавка капсулированного ингибитора солеотложения технологической жидкостью с использованием агрегата типа ЦА-320 в объёме (10 м<sup>3</sup>), необходимом для продвижения ингибитора к ЗУМПФу скважины, но не допускающем глушение скважины.

Рассматриваемые скважины-кандидаты, на которых проводилась данная обработка, имела следующие критерии применения данной технологии, представленные производителем данного ингибитора солеотложений: механизированный фонд скважин (штанговые глубинные насосы, УЭЦН, погружные винтовые насосы), дебит которых не превышает 150 м<sup>3</sup>/сут по жидкости с обводнённостью до 90%, вертикальный ствол скважины (отсутствие горизонтально направленных стволов), отсутствие боковых стволов у скважины, открытый ствол скважины (отсутствие пакеров), объём ЗУМПФа не менее 200 литров (использование скважинного контейнера снимает ограничение), высота динамического уровня затрубного пространства скважины не менее 200 метров, давление в затрубном пространстве не более 15 атмосфер. В частности, если объём ЗУМПФа не предусматривает введение ингибитора в полном

установленном объеме, то засыпка осуществляется на меньший период защиты, в условно расчетном объеме, также с меньшим значением [10].

В том случае, если вышеперечисленные показатели, рекомендованные производителем, выходят за установленные требования, необходимо производить индивидуальный расчёт объема реагента и периода обработок с максимальной возможной производительностью. Затрубное пространство должно обеспечивать свободный проход гранулированного ингибитора солеотложений и технологической жидкости до ЗУМПФа.

Ключевыми прогнозируемыми факторами эффективности применения капсулированного ингибитора являются отсутствие отказов ГНО по причине «отложение солей», увеличение межремонтного периода. При оценке результативности реагента оказывает важное влияние присутствие ингибитора солеотложения в пластовой воде при анализе его остаточного содержания (среднее значение в течение месяца не менее 2 мг/дм<sup>3</sup>).

Таким образом для лабораторных исследований не требуются специальные методики или оборудование, что позволяет проводить анализ непосредственно на месторождениях.

К основным преимуществам капсулированных продуктов можно отнести возможность совместного использования различных реагентов (ингибитор коррозии + деэмульгатор, ингибитор коррозии + ингибитор солеотложений и др.), равномерный вынос, высокий эффект последействия, а также экологичность и безопасность. Кроме того, для достижения оптимального защитного эффекта требуется меньшая дозировка по сравнению с жидкими реагентами.



Рисунок 12 – Размещение капсулированных продуктов

### **Задавка ингибиторов в пласт (технология Squeeze)**

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

Суть данной технологии заключается во введении пачки ингибитора в призабойную зону пласта.

За счет адсорбционных и десорбционных свойств ингибитор «закрепляется» на поверхности породы и постепенно «высвобождается» в процессе фильтрации жидкости, обеспечивая комплексную защиту глубинно-насосного оборудования, ПЗП и наземных коммуникаций.

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

Работы по задавливанию ингибитора выполняются на скважине:

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

Также технологию Squeeze соли используют во время глушения скважины при КРС или во время проведения обработки призабойной зоны (ОПЗ) кислотными композициями.

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

Порядок проведения данных работ следующий: приготовление 5% раствора ингибитора в попутно-добываемой воде или воде близкой к пластовой по минерализации, используя расчетное количество ингибитора.

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

При открытом затрубном пространстве в НКТ последовательно закачать кислотным агрегатом 15% раствор соляной кислоты и раствор ингибитора солеотложения. После закачки жидкости в объеме НКТ закрывается задвижка на затрубном пространстве. Далее продавливается раствор ингибитора расчетным объемом 1,5% водного раствора катионного ПАВ либо нефтью на глинизированных коллекторах, затем технологической жидкостью в объеме колонны НКТ. Закрывается скважина на 12 часов для адсорбции реагента и его распределения в порах пласта. По окончании процесса адсорбции из скважины извлечь НКТ, спустить насос, освоить скважину. Повторное задавливание ингибитора в пласт и закачка ингибитора на забой скважины осуществляются

при снижении содержания ингибитора в попутно-добываемой воде ниже допустимого минимального уровня (рисунок 13).

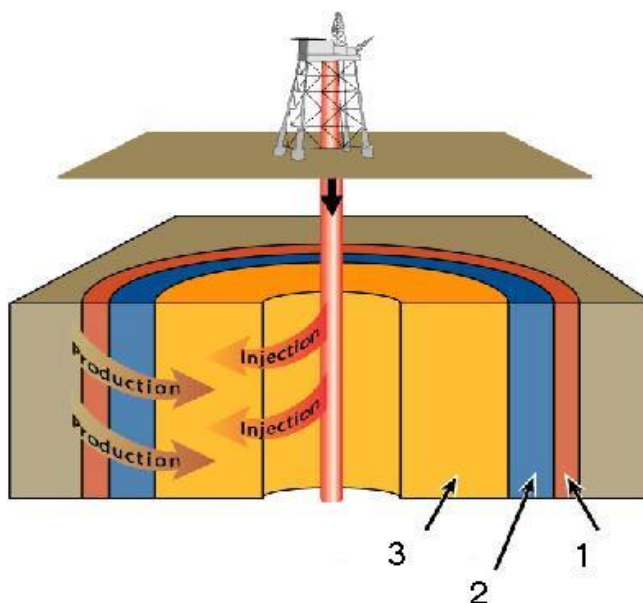


Рисунок 13 – Схема закачки ингибирующего состава:

1 – пачка 15% раствора соляной кислоты; 2 – пачка 5% раствора ингибитора;  
3 – продавочная жидкость для отеснения ингибитора в удаленную зону пласта

В качестве значительного преимущества данной технологии можно выделить отсутствие ограничений по дебитам жидкости и обводнённости продукции скважины. Кроме того, Squeeze treatment не требует постоянного обслуживания скважин и скважинного оборудования, что особенно актуально для труднодоступных и удаленных скважин. Так же технология задавки ингибитора в ПЗП позволяет предотвращать выпадение солей при выводе скважины на режим после ремонта, путем стабилизации применяемых тяжелых жидкостей глушения.

Недостатком данной технологии является риск повреждения пласта, в связи с задавкой в него значительных объемов растворов. Однако проводимые в настоящее время работы по моделированию процесса задавки в ПЗП ингибиторов, различные вариации исполнения закачки дают возможность снизить риск ухудшения продуктивности скважин [11].

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

В настоящее время технология Squeeze treatment нашла свое обширное применение во всех мировых нефтяных компаниях, таких как Chevron, Texaco, Duynеа, ExxonMobil, Marathon, ONDEO Nalco, Petrobras, Shell, StatoilHydro. В России данная технология активно применяется такими компаниями как ПАО «НК «Роснефть», успешные опытно-промышленные испытания проведены в АО «Самотлорнефтегаз» и ОАО «ТНК Нижневартовск», так же внедрение данной технологии рассматривают и на месторождениях Башкортостана.

#### **Дозирование с помощью установки дозирования реагента**

Установка дозирования реагента (рисунок 14) предназначена для дозированного ввода жидких ингибиторов коррозии, солеотложений в затрубное пространство скважины с помощью насоса дозатора. В настоящее время данная технология подачи реагента является классической и получила своё распространение ввиду её эффективности при эксплуатации. Преимущества УДР в том, что дозирование ингибитора осуществляется непрерывно в заданном интервале подачи реагента в скважину, также возможна дозаправка контейнера УДР по мере израсходования реагента. Из недостатков данного метода ингибиторной защиты выделяется высокая стоимость оборудования, зависимость от развитой инфраструктуры по хранению, закачке реагентов, а также службы по заправке и контролю работы дозирующего оборудования.



Рисунок 14 – Установка дозирования химического реагента

В следующей главе рассматривается наиболее перспективный способ ингибиторной защиты – применение капсулированных ингибиторов как альтернатива жидким реагентам, так как методология применения гранулированного ингибитора солеотложений предусматривает снижение количества подходов технологического транспорта и использование технологического оборудования (установка для дозированной подачи химического реагента) к объектам защиты.

### **3 ТЕНДЕНЦИИ И ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КАПСУЛИРОВАННЫХ ИНГИБИТОРОВ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ В УСЛОВИЯХ «Х» НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Падение стоимости нефти и, как следствие, снижение получаемой нефтедобывающими компаниями прибыли послужили причиной необходимости активнее экономить, уменьшая операционные затраты, отказываясь от приобретения оборудования, повышая ресурс имеющихся основных средств и фондов.

При этом активное освоение новых месторождений, начавшееся еще до падения цены нефти, привело к тому, что с проблемами, возникающими при добыче, транспортировке и подготовке нефти нужно бороться, не имея развитой инфраструктуры и достаточного количества средств для ее развития. Одной из основных проблем является отложение парафинов, солей, а также коррозия нефтепромыслового оборудования. В настоящее время существует масса способов борьбы с данными отложениями. Почти все они связаны с подачей химических реагентов — ингибиторов коррозии, солей и парафинов, что в свою очередь требует наличия развитой инфраструктуры по их хранению, закачке, а также службы по заправке и контролю работы дозирующего оборудования.

На фоне сокращения затрат для многих добывающих компаний содержание дозирующих станций стало затратным мероприятием, поэтому возрос интерес к альтернативным технологиям борьбы с отложениями — капсулированным продуктам, погружным дозирующим устройствам, подающим концентрат реагента в скважину, технологии Squeeze и пр. [12].

Все эти решения являются продуктами-заменителями классических жидких продуктов, но одним из наиболее эффективных и простых способов, позволяющих исключить затраты на блоки дозирования реагентов и услуг сервиса по их закачке, является использование капсулированных продуктов.

На отечественном рынке мало компаний, имеющих возможность предложить капсулированные продукты, и еще меньше тех, которые могут



предложить решения, эффективные для борьбы со всеми типами осложнений. В связи с этим продукты, разработанные в Научно-инжиниринговом центре ГК «Миррико», являются крайне перспективной разработкой, которую уже активно используют многие нефтяные и сервисные компании.

Создание капсулированных продуктов в ГК «Миррико» начиналось с проекта «Реагенты пролонгированного действия», в результате реализации которого планировалось уйти от классических реагентов и получить набор продуктов с длительным по времени эффектом. Такое свойство позволило бы как уменьшить дозировки реагента, так и в перспективе отказаться от применения дозировочной техники при однократной обработке.

В рамках этого проекта появилось три направления (рисунок 15):

1. Полимерные высокомолекулярные ингибиторы коррозии;
2. Поперечно-сшитые ПАВ;
3. Капсулированные продукты.

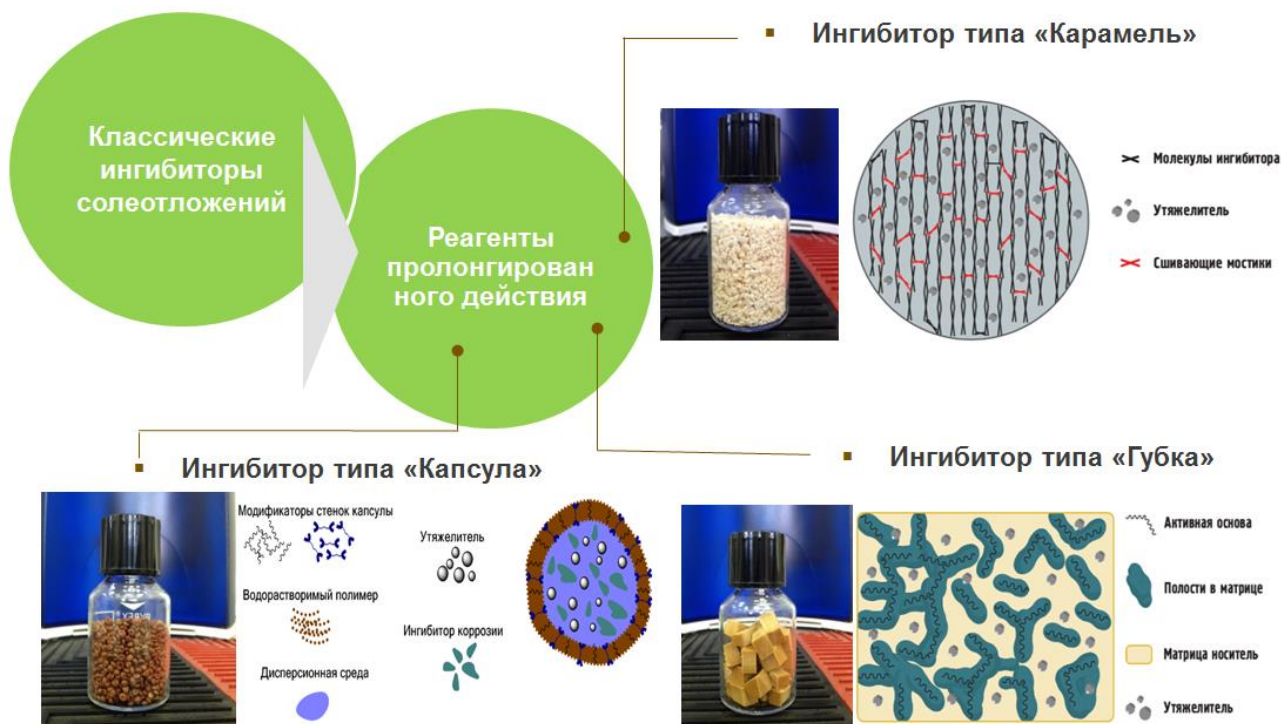


Рисунок 15 – Реагенты пролонгированного действия

Полимерный ингибитор коррозии — это полифункциональные молекулы с увеличенным углеводородным «хвостом» и остовом (рисунок 15), которые за счет межмолекулярных взаимодействий образуют на поверхности металла

устойчивый защищающий от коррозии слой. Полимерно-сшитые ПАВ — это молекулы полимерного ингибитора коррозии, имеющие специфические участки (спейсеры), образующие между собой дополнительную устойчивую связь, усиливающую пленку. Полученные в ходе реализации данных направлений продукты обладают следующими преимуществами: меньшей дозировкой при сопоставимом высоком защитном эффекте и высоким эффектом последствия за счет создания устойчивой пленки.

Капсулированные продукты в своем нынешнем состоянии появились не сразу, а прошли ряд этапов «эволюционного» развития. Первые образцы капсулированных продуктов имели вид классических капсул, состоящих из оболочки, внутри которой находилось активное вещество (рисунок 15). Оболочка имела модификаторы стенок капсулы и утяжелители, которые давали капсулам требуемые значения плотности, при этом ингибитор коррозии был распределен в дисперсионной среде. Такой продукт позволил использовать жидкие активные основы, находящиеся внутри капсулы, сама оболочка (полимерная мембрана) трудно растворялась, за счет чего и обеспечивался длительный вынос основного компонента.

Важно отметить, что оболочка была выполнена из безвредного биоразлагаемого материала, а сам продукт был технологичен и удобен для засыпки в скважину. Классические «капсулы» обладали и рядом недостатков, основными из которых являлись высокая стоимость, связанная со сложностью технологии их получения, и высокая зависимость свойств от раскрытия оболочки в условиях забоя скважины.

Для устранения недостатков были получены капсулированные продукты в виде «губки», в качестве которой использовался биоразлагаемый полимерный пористый материал, внутри которого находилась активная основа (рисунок 16а). Вынос активной основы у продуктов второго типа не зависел от условий в забое скважины, происходил более равномерно и в течение длительного времени.

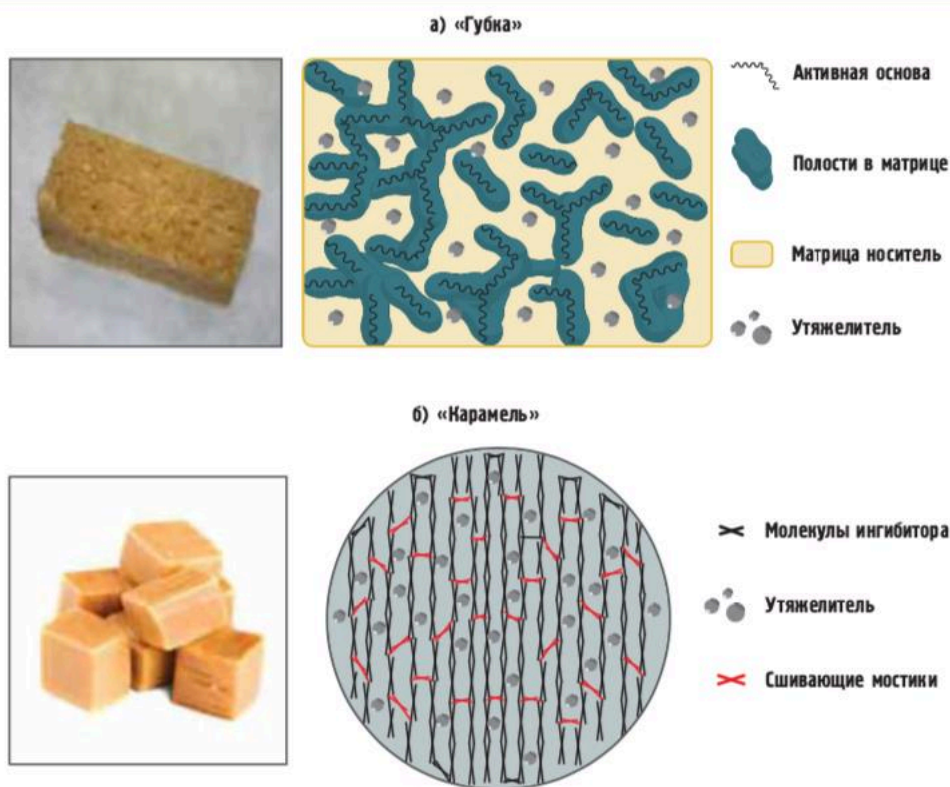


Рисунок 16 - Капсулированные реагенты

Наиболее сбалансированным и эффективным продуктом в эволюционной линейке стали продукты третьего («карамельного») типа. «Карамельный» продукт представляет собой твердый полимер, внутри которого распределены молекулы активной основы (рисунок 16б). Такой тип продукта более технологичен, концентрация активной основы может достигать 80% и, главное, за счет постепенного растворения продукта вынос активного вещества стал еще более равномерным и регулировался степенью сшивки полимерной матрицы.

Таковы три основных типа капсулированных продуктов. «Карамельный» тип оказался наиболее универсальным продуктом, т.к. технология его получения позволяет создавать ингибиторы коррозии, ингибиторы солеотложений, ингибиторы парафинов, а также комплексные продукты.

Полученные капсулы имеют форму гранул различной формы диаметром от 3 до 15 мм, которые можно использовать следующими способами:

1. Продукт засыпается в ЗУМПФ. Продукты попадают в «стакан», из которого, постепенно насыщая среду, они попадают в поток,двигающийся по скважине.

2. Продукт засыпается в контейнер, который подвешивается под ЭЦН. Продукт из контейнера выносится постепенно потоком, проходящим через скважину. Конструктивных исполнений контейнеров огромное множество, от бывших в употреблении НКТ с перфорацией до специально сконструированных для твердых продуктов контейнеров.

3. Продукт используется совместно с пропантом при проведении процесса гидроразрыва пласта. При таком способе капсулированные продукты распределяются по пласту, постепенно вымываясь потоком движущегося флюида.

При любом из представленных способов в добываемой жидкости постоянно в достаточной концентрации присутствует ингибитор (в пределах 1–10 ppm), защищая промышленное оборудование в течение длительного периода. Постепенный и перманентный вынос продукта и его высокий защитный эффект приводят к тому, что периодичность загрузки капсул совпадает с плановым ремонтом скважин. При этом разработанная в ГК «Миррико» технология получения и применения капсулированных продуктов позволила гибко подходить к таким условиям эксплуатации скважин, как температура, дебит, обводненность, за счет подбора необходимой скорости и длительности высвобождения активных компонентов.

Важны и такие преимущества капсулированных продуктов, как:

- Возможность совместного использования различных реагентов;
- Минимальные затраты при обработке скважины;
- Экологичность;
- Отсутствие дозирующего оборудования и необходимость его периодической заправки (актуально в тех местах, где подходы к скважинам осложнены);
- Равномерный вынос основного компонента с течением времени;
- Возможность менять состав продукта, делать продукты комплексного действия.

Полученные капсулированные продукты имеют и ряд особенностей:

– В случае, когда дебит скважины высок, существует вероятность, что большая часть активной основы выйдет из продукта в первые недели применения. Этот недостаток снижается при использовании «карамельных» продуктов, в которых увеличено количество активной основы;

– Загрузка в ЗУМПФ не всегда возможна, т.к. не всегда имеется информация о его размере, что затрудняет расчет необходимого для загрузки количества продукта;

– Стоимость капсулированных продуктов выше стандартных, но отказ от дозирующего оборудования и сервиса по закачке сказывается на общей эффективности их применения.

Привязка использования капсулированных продуктов к подъему скважинного оборудования и зависимость от модели контейнера. Большая работа в ГК «Миррико» была проведена и по разработке методик контроля выноса капсулированных продуктов, при этом для их определения существует несколько способов:

1. Лабораторный контроль. Оценка скорости выноса реагента из матрицы происходит стандартными методами и методами оценки эффективности защиты технологического оборудования от осложнений;

2. Методы контроля на объекте. В рамках работы продукт был адаптирован под стандартные методы оценки остаточного содержания активных основ (содержание азотосодержащих, фосфонатных ингибиторов при помощи спектрофотометрии) и определение полимерных ингибиторов солеотложений турбидиметрической фотометрией, позволяющей контролировать вынос продукта в процессе эксплуатации.

Эффективность использования капсулированных продуктов подтверждена и в ходе опытно-промышленных испытаний (ОПИ). При этом ГК «Миррико» совместно с нефтяными компаниями активно продолжает испытания капсулированных продуктов.

Первые ОПИ были проведены на объекте ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК», где испытывался капсулированный ингибитор коррозии [13]. Основная задача,

поставленная нефтяной компанией, заключалась в снижении количества подходов технологического транспорта и использования технологического оборудования к объектам защиты от коррозионных процессов. В ОПИ участвовал капсулированный ингибитор коррозии марки Scimol WSC, при проведении испытаний учитывались пожелания заказчика, а именно: наличие высокого защитного эффекта в течение 60 дней испытаний. В результате испытаний в течение 51 дня на скважине наблюдался высокий защитный эффект — порядка 90 – 96%. Подобная обработка проводилась и на другой скважине, на которой защитный эффект наблюдался в течение 52 дней (рисунок 17). В результате ОПИ капсулированного ингибитора коррозии Scimol WSC на скважинах Когалымского месторождения ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК» квалифицированы как успешные.

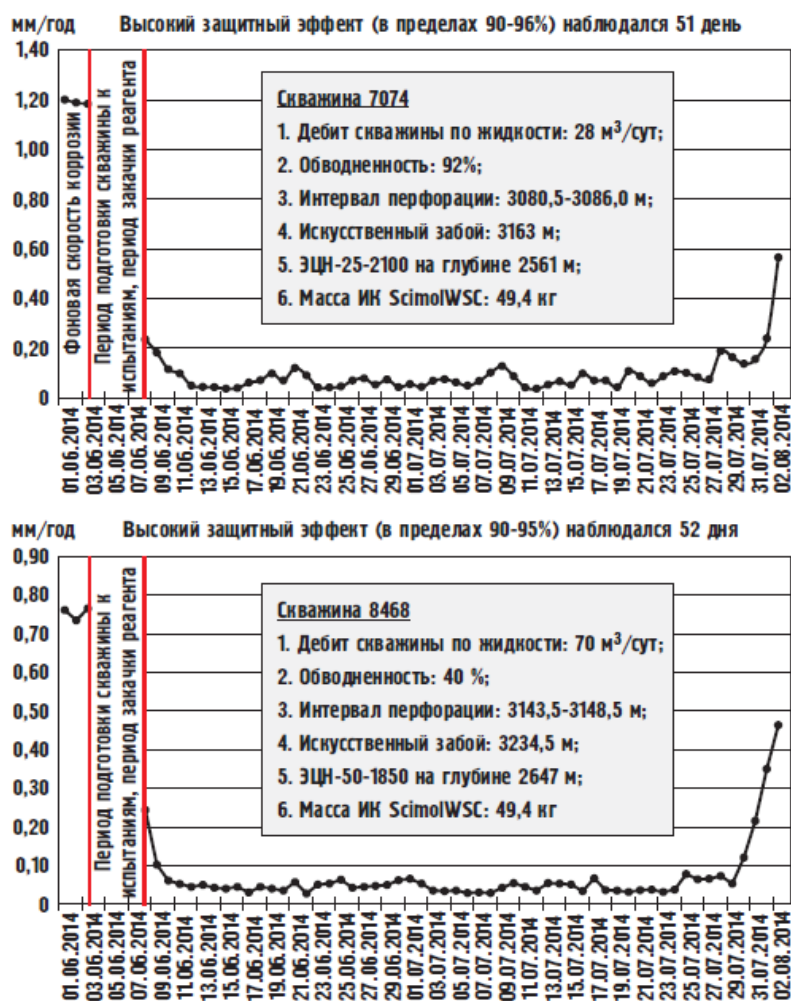


Рисунок 17 – Результаты ОПИ капсулированный ингибитор коррозии марки Scimol WSC

В свою очередь на скважинах Когалымского месторождения ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК», осложненных отложениями солей, были проведены ОПИ капсулированного ингибитора солейотложений Descum WSC. В ходе испытаний наблюдалась стабилизация работы скважин по дебиту нефти и давлению (рисунок 18).

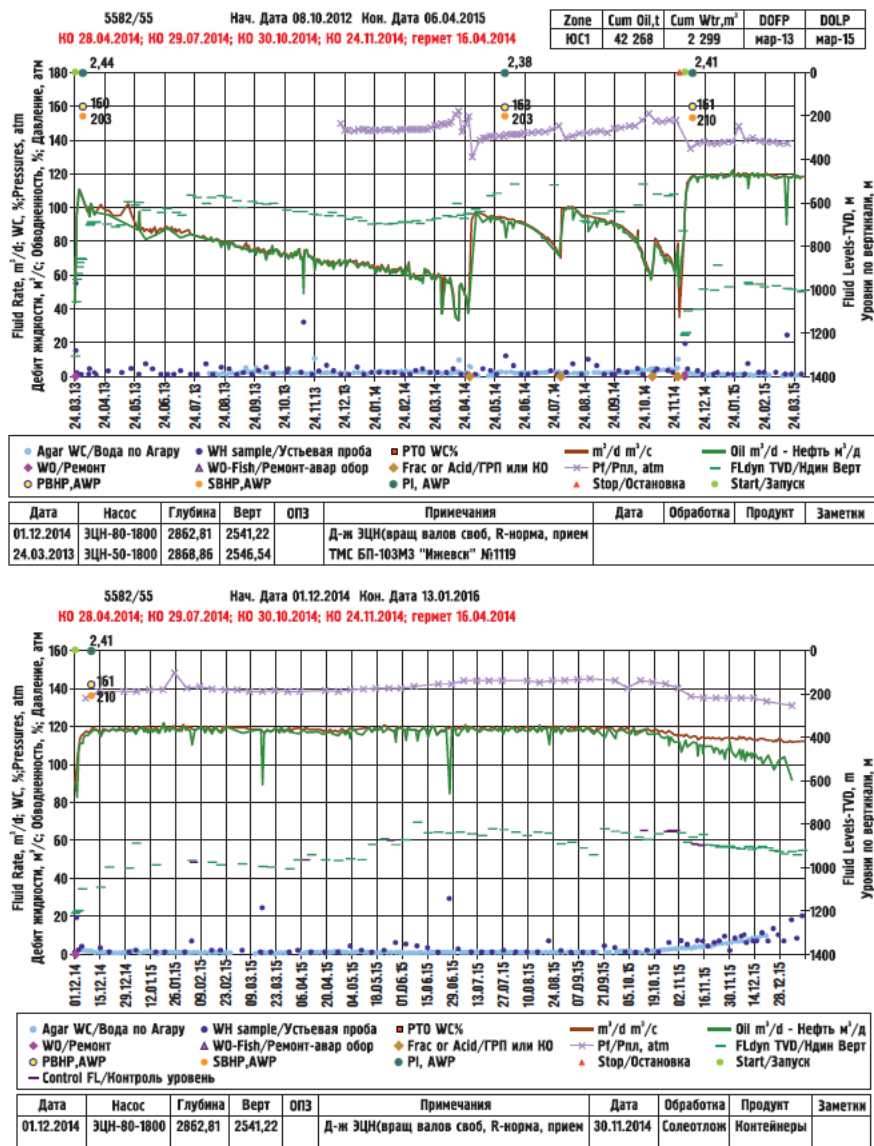


Рисунок 18 – Режим работы скважины №5582/55 до начала ОПИ (01.12.14) и в течение ОПИ (01.12.14 - 13.01.16)

Кислотные обработки в течение ОПИ не проводились, в то время как до начала ОПИ межочистной период составлял два-три месяца. ОПИ капсулированного ингибитора коррозии Descum WSC на скважинах Когалымского месторождения ЗАО «ЛУКОЙЛ- АИК» также квалифицированы как успешные.

Таким образом, созданные капсулированные продукты показали свою высокую эффективность и при применении на реальных объектах. При этом наиболее целесообразно использование капсулированных продуктов на удаленных месторождениях с низкими дебитами и ограниченной доступностью для значительного снижения затрат на вспомогательные работы, такие как доставка техники, реагентов и специалистов.

Важно отметить целевые сегменты применения капсулированных продуктов.

Целевой сегмент №1 — объекты добывающей компании, расположенные в труднодоступных местах, куда подвести стандартные жидкие реагенты не всегда возможно, а устанавливать блок дозирования реагента дорого и, как следствие, нецелесообразно.

Целевой сегмент №2 — поставщики погружного насосного оборудования, заинтересованные в применении реагентов для его защиты с целью увеличения межремонтного периода.

Общий потенциал применения капсулированных продуктов составляет охват всех 37 нефтяных компаний РФ, в совокупности обеспечивающих более 85% потребления реагентов для борьбы с отложениями солей, парафинов и коррозией. Учитывая высокий потенциал продуктов, география рынка может включать как все объекты нефтегазовых компаний РФ, так и иностранные компании, с большим числом удаленных месторождений либо скважин с проблемой парафиноотложений, коррозией, отложением солей. Основными конкурентами на зарубежном рынке являются иностранные компании — Clariant AG (Швейцария), Basf SE (Германия), Fritz Industries (США).

По сравнению с продуктами конкурентов разработанные ГК «Миррико» реагенты позволяют контролировать вынос активных компонентов, что приводит к увеличению выноса активного вещества в течение продолжительного периода. Кроме того, в линейке ГК «Миррико» есть ряд реагентов под различные задачи добывающей компании (рисунок 19). В перспективах развития линейки реагентов пролонгированного действия разработка реагентов для борьбы с



сероводородом и меркаптанами, капсулированные депрессоры и диспергаторы парафинов, деэмульгаторы с самоконтролируемым выносом и пр. Кроме того, ГК «Миррико» нацелена на предоставление индивидуального комплексного решения для каждого объекта, в зависимости от возникающих на нем осложнений [6].

- 1 – Scimol WSC HT, ингибитор коррозии для скважин с повышенными температурами (от +25°С)
- 2 – Scimol WSC LT, ингибитор коррозии для скважин с пониженными температурами (от +25°С)
- 3 – Descum WSC, ингибитор солеотложения
- 4 – Sedics WSC, реагент комплексного действия – ингибитор коррозии и солеотложения



Рисунок 19 – Образцы ингибиторов пролонгированного действия

В настоящее время на «Х» месторождении проводится подконтрольная эксплуатация капсулированного реагента Descum-2 WSC (таблица 13). Для реализации данного проекта было подобрано 6 скважин-кандидатов по следующим критериям:

1. Обработку производить на действующем фонде скважин;
2. Механизированный способ добычи нефти (ШГН, УЭЦН, погружные винтовые установки);
3. Вертикальный ствол скважины (отсутствие горизонтально направленных стволов скважин);
4. Отсутствие боковых стволов скважин;
5. Открытый ствол скважин (отсутствие пакеров и т.д.);

6. Объем ЗУМПФа достаточный для размещения расчетного количества гранулированного продукта (ниже зоны перфорации);

7. Высота динамического уровня затрубного пространства скважины не менее 200 м.

Расчёты по количеству загружаемого реагента были выполнены с помощью формулы 4. Загрузка реагента во все скважины осуществлялась в трубное пространство при бригаде КРС и продавливалась к ЗУМПФу с помощью агрегата ЦА-320 подтоварной водой в объёме 10 м<sup>3</sup>. Другие способы доставки реагента к ЗУМПФу скважины на «Х» месторождении не проводились.

Таблица 13 – Капсулированный реагент на «Х» месторождении

Скважина	Qж м <sup>3</sup> /сут	W, %	Qн т/сут	Дата закачки	Масса капсулированного реагента, кг
1	16	68	4,19	26.08.2018	46
2	25	76	6	30.08.2018	104
3	73	92	4,9	06.09.2018	178
4	5	60	2	17.09.2018	30
5	20	70	6	16.10.2018	90
6	18	74	6	29.10.2018	75

После 6 месяцев эксплуатации средний вынос ингибитора в пластовой воде составил в скважине №1 – 131,28 мг/дм<sup>3</sup>, в скважине №2 – 119,14 мг/дм<sup>3</sup>, в скважине №3 – 61,87 мг/дм<sup>3</sup>, в скважине №4 – 94,28 мг/дм<sup>3</sup>, в скважине №5 – 44,24 мг/дм<sup>3</sup>, в скважине №6 – 36,29 мг/дм<sup>3</sup>.

На текущий момент не обнаружено отказов по отложению солей на внутрискважинном оборудовании [10].

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б5Д	Бочкареву Павлу Сергеевичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, финансовых и человеческих	Стоимость материально-технических, финансовых и человеческих ресурсов по моделированию технологии закачки капсулированного ингибитора в скважину в лабораторных условиях соответствует данным с «Х» нефтяного месторождения.
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды составляют 30% согласно ст. 425 НК РФ.

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

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Сравнительный анализ с зарубежными аналогами, выполнение SWOT-анализа научного исследования.
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Описание структуры работ по моделированию процесса в лабораторных условиях, составление итогового графика длительности работ.
3. Составление бюджета инженерного решения (ИР)	Формирование бюджета на научное исследование производится из расчетов затрат на оборудование, материалы, амортизационные отчисления, заработную плату, накладные расходы на проведение исследования.
4. Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования	Расчёт интегральных финансовых показателей разработки, показателей ресурсоэффективности и эффективности.

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)**

1. Матрица SWOT
2. График проведения НИ (Диаграмма Ганта)

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	19.03.2019
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	К.Т.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б5Д	Бочкарев Павел Сергеевич		

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

Информация удалена (стр. 81 – 96), так как относится к категории коммерческой тайны.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Бочкареву Павлу Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

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

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объектом исследования данной работы является химические реагенты и способы их подачи в скважину на нефтедобывающем производстве.
---	--

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

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности</p>	<p>5.1 Анализ вредных производственных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Отклонение показателей климата на открытом воздухе.</li> <li>- Превышение уровней шума.</li> <li>- Недостаточная освещённость рабочей зоны.</li> <li>- Повышенная запылённость рабочей зоны.</li> </ul> <p>5.2 Анализ опасных производственных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Механические опасности.</li> <li>- Статическое электричество.</li> <li>- Пожаровзрывобезопасность.</li> </ul>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p>	<p>5.3 Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Охрана атмосферного воздуха от загрязнения.</li> <li>- Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения.</li> <li>- Охрана и рациональное использование земель.</li> </ul>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p>	<p>5.4 Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <p>При разработке и эксплуатации проектируемого решения существует риск возникновения ЧС связанной с неконтролируемым выбросом газа, а также возгорание технологического оборудования.</p> <p>Наиболее типичная ЧС техногенного характера на объекте - взрыв или пожар</p>

	из-за выбросов газа из негерметичных соединений.
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	Характерные особенности правового регулирования труда в нефтегазовой отрасли и организация рабочей зоны.

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	19.03.2019
---	------------

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Бочкарев Павел Сергеевич		

## 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

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

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

Работник подвержен вредному воздействию, находясь на территории производственного объекта, которое классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [14] (таблица 30).

Таблица 30 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) обследование элементов конструкций на целостность и отсутствие видимых повреждений; 2) монтаж, демонтаж оборудования; 3) обеспечение санитарного порядка на территории объектов; 4) работа оборудованием, работающим под высоким давлением; 5) работа в темное время суток.	1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума и вибрации; 3. Недостаточная освещенность; 4. Повышенная запыленность рабочей зоны.	1. Механические опасности; 2. Статическое электричество. 3. Пожаро-взрывобезопасность	Требования безопасности к уровню шума: ГОСТ 12.1.003-83 (1999) [15]; Защита от шума: СП 51.13330.2011 [16]; Требования безопасности к уровню вибрации: ГОСТ 12.1.012-90 [17]; Естественное и искусственное освещение: СП 52.13330.2011 [18]; Средства защиты от статического электричества: ГОСТ 12.4.124-83 [19]; Защитное заземление, зануление: ГОСТ 12.1.030-81 [20].



## **5.1 Анализ вредных производственных факторов**

### **Отклонение показателей климата на открытом воздухе**

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

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

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

Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

- запретить допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, отвечающим климатическим условиям.
- в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать СИЗ от гнуса и клеща.
- при температуре наружного воздуха ниже минус 25°С работающих на открытом воздухе ежедневно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживаться температура плюс 25°С.

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

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 31).

Таблица 31 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

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

### **Превышение уровней шума**

В непосредственной близости от рабочего места оператора ДНГ могут находиться машины КРС (капитальный ремонт скважин) либо агрегаты для ОПЗ, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-83 (1999) [15]. Норма на открытой местности составляет 80дБ, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБ. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБ, превышающий допустимый. Согласно СП 51.13330.2011 (защита от шума) мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противозумные вкладыши [16].

### **Превышение уровня вибрации**

Согласно ГОСТ 12.1.012-90 [17] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ДНГ составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя, поднимающего скребок из

скважины. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

### **Недостаточная освещённость рабочей зоны**

При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2011) [18]. Мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

### **Повышенная запыленность рабочей зоны**

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

## **5.2 Анализ опасных производственных факторов**

### **Механические опасности**

Как правило, механическое травмирование является самым распространенным явлением на производстве и всегда неожиданным. Оно варьируется от простых порезов и ушибов до летального исхода. Виновниками травматизма является зачастую сами работники, а порой техногенные аварии или природные явления. Так как приходится работать с различными устройствами и на большой высоте, то наибольшую опасность представляют трубопроводы и скважины с высоким давлением, падение человека или предметов, работа с подъемно-транспортными машинами, агрегатами, ножами, отвертками, пилами, перфораторами, поднимание и опускание лебедки для очистки от АСПО, и т.д.

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

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

### **Статическое электричество**

Главным источником формирования данного фактора является возможностью возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти и химических реагентов друг о друга или со стенкой трубы (оборудования). Электрические заряды при перекачке ингибиторов возникают как в самом ингибиторе, так и на стенках сосудов, трубопроводов, в которых они находится. Величина возникающего заряда статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара [19].

Технологические операции с химическими веществами, являющимися хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества. Для устранения опасности разрядов статического электричества при технологических операциях необходимо предусматривать следующие меры:

- Заземление МБРХ на кондуктор соседней скважины во время закачки ингибитора.
- Заземление УДР на общий контур заземления;

Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств защиты от проявлений статического электричества должны проводиться одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического и электротехнического оборудования. Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год, сопротивление заземляющего проводника не должно превышать 4 Ом [20].

## **Пожаровзрывобезопасность**

Технология ингибирования не обходится без использования пожаровзрывоопасных реагентов.

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

### **5.3 Охрана окружающей среды**

Основными типами антропогенных воздействий на природу, являются:

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

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

- загрязнение природной среды промышленными, бытовыми и лабораторными отходами;

И как следствие от вышеотмеченных воздействий на природу:

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

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

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

Общими мерами по охране окружающей среды являются:

- сокращение потерь нефти и газа; повышение герметичности и надежности нефтепромыслового оборудования;
- оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания.

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

Большой ущерб природным комплексам наносится в случае аварийных ситуаций.

Основными причинами аварий являются:

- некачественное строительство, ремонт нефтепромыслового оборудования;
- механические повреждения;
- несоблюдение техники безопасности.

Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений:

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

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

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

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти, химических реагентов и вод с высокой минерализацией, а также утилизация остатков

химических реагентов. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды:

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

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

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

При выборе площадок и трасс под строительство объектов основным критерием является минимальное использование лесов I и II групп, пойменной части рек и озер, а также обход кедровников, путей миграции животных и птиц. Принимается прокладка линейных сооружений (автодорог, трубопроводов, линий электропередач) в одном коридоре, что обеспечивает снижение площади занимаемых земель на 30-40%.

Согласно требованиям лесного хозяйства организации, выполняющие строительные работы обязаны:

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

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

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

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

Предотвращение аварийных разливов нефти и химических реагентов обеспечивается:

- контролем давления в общем коллекторе и замерном сепараторе с сигнализацией предельных значений на замерных установках (ЗУ);

- в случае аварии на УПН автоматическим переключением потока нефти в аварийные емкости;

- аварийным отключением насосных агрегатов на УПН и узлах дозирования ингибиторов;

- закреплением трубопроводов на проектных отметках грузами и анкерами, препятствующими всплытию и порыву;

- прокладкой трубопроводов в кожухах через автомобильные дороги;

- контролем качества сварных швов трубопроводов методом радиографирования и магнитографирования и гидравлическое испытание на прочность и герметичность.

#### **5.4 Защита в чрезвычайных ситуациях**

На «Х» месторождении в процессе ингибирования с использованием технологии подачи реагента через УДР будут эксплуатироваться скважины на кустовых площадках с возможными чрезвычайными ситуациями, представленными в таблице 32.



Таблица 32 – Возможные чрезвычайные ситуации.

№	Возможные чрезвычайные ситуации	Воздействие их последствий на окружающую среду и сотрудников
1	Выброс попутного или газлифтного газа при негерметичности соединений и фланцев.	Высокая опасность отравления для сотрудников предприятия. Высокая опасность возникновения пожара с потенциальным ущербом инфраструктуре.
2	Разливы нефти.	Нанесение значительного вреда окружающей среде и биосфере.
3	Отказ трубопровода подачи хим. реагентов	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Выброс газа и разлив нефти в окружающую среду;</li> <li>- разлив химреагентов на территорию кустовой площадки, а также загазованность территории.</li> </ul>
4	Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДР, запорной арматуре и фланцевых соединениях.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Разлив хим. реагента в помещении УДР;</li> <li>- загазованность помещения.</li> <li>- отравление парами хим. реагентов и облив химическими реагентами.</li> </ul>
5	Пожар в производственном помещении.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Выброс газа и разлив нефти в помещении;</li> <li>- поражение людей продуктами горения;</li> <li>- загазованность территории и помещения;</li> </ul>
6	Трещина в теле сосуда, подводящих и отводных линиях.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Выброс газа и разлив нефти в помещении замерной установки;</li> <li>- загазованность помещения;</li> <li>- отравление газом, облив нефтью.</li> </ul>

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

Для предотвращения взрыва или пожара необходимо проверять герметичность сальниковых, резьбовых и фланцевых соединений, запорных устройств, аппаратов и коммуникаций, находящихся в помещениях и на

кустовых площадках, не реже одного раза в смену индикаторной бумагой или мыльной пеной. Обнаруженные пропуски необходимо устранять.

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

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

В случае возникновения пожара в результате различных чрезвычайных ситуаций на установках предусмотрены средства пожаротушения. Огнетушители должны вводиться в эксплуатацию в полностью заряженном и работоспособном состоянии, с опечатанным узлом управления пускового (для огнетушителей с источником вытесняющего газа) или запорно-пускового (для закачных огнетушителей) устройства. Они должны находиться на отведенных им местах в течение всего времени эксплуатации [21].

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

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

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

## 5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Нефтяное месторождение «Х» является одним из наиболее крупных разрабатываемых нефтяных месторождений углеводородов в Томской области. Относится к местности, приравненной к району Крайнего Севера [22].

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

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

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

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск (ст. 117 ТК РФ) в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах Крайнего Севера – 24 календарных дня;

- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, – 16 календарных дней.

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

Рабочее место является первичным звеном производственно-технологической структуры предприятия, в которой осуществляется процесс производства, его управление и обслуживание. От качества организованности рабочих мест, во многом зависит эффективность выполняемого труда, производительность труда, себестоимость выпускаемой продукции, ее качество и многие другие экономические показатели функционирования компании.

Каждое рабочее место имеет свои специфические особенности, связанные с тонкостями организации производственного процесса.

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

### **Выводы**

В ходе проделанной работы были оценены вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье и состояние персонала. Выполнение всех требований мер безопасности, а также мер по предупреждению опасных воздействий на данном производстве, будет помогать избегать влияния вредных и опасных факторов на жизнь людей и природу.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Последние десятилетия показали весьма интенсивное развитие исследований в области ингибирования коррозии, кристаллизации сульфатных и карбонатных солей и совершенствование технологического применения ингибиторов для управления солеотложением и коррозией при добыче нефти. Систематические поиски новых ингибиторов, исследование процессов кристаллизации и коррозии в их присутствии, обоснование механизмов ингибирования позволили создать эффективные реагенты, разработать схемы и технологии применения, определить пределы возможного влияния с помощью ингибиторов в производственных процессах добычи нефти. Особо следует отметить тенденцию последних двух десятилетий, связанную с разработкой ингибиторов, не создающих дополнительную нагрузку на сложившееся экологическое равновесие, что особенно важно для полярных областей Земли. Важным с технологической точки зрения представляется развитие направления в области разработки комплексных реагентов, позволяющих решать несколько задач по управлению осложнениями при добыче нефти. Такой подход позволяет решать не только технологические проблемы, но и открывает возможности снижения объемов применения реагентов в нефтедобыче.

Для условий месторождения «Х» с учетом большого количества скважин, осложненных солеотложениями и коррозией, рекомендуется проведение ОПИ и внедрение ингибиторов комплексного действия, что позволит существенно сократить затраты на ингибиторную защиту внутрискважинного оборудования.

Кроме того, перспективным направлением в области оптимизации ингибиторной защиты оборудования на месторождении «Х» является применение капсулированных реагентов. На данный момент капсулированные продукты демонстрируют достаточно высокую технологическую эффективность использования на объектах нефтедобычи, в том числе и на «Х» месторождении. Имеющийся опыт применения данных реагентов показывает, что имеются предпосылки к увеличению их технологической и экономической эффективности в ближайшем будущем.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. L.Kalfayan, Production Enhancement with Acid Stimulation, 2<sup>nd</sup> ed., Tulsa, OK:PennWell Corporation, 2008.
2. Scale Inhibitors [Электронный ресурс]. – Avista Technologies URL: [https://www.avistatech.com/wp-content/uploads/Avista-TB-Scale-Inhibitors-RO\\_NF\\_Final.pdf](https://www.avistatech.com/wp-content/uploads/Avista-TB-Scale-Inhibitors-RO_NF_Final.pdf), свободный. – Дата обращения 30.04.2019 г.
3. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.
4. Хусаинова Д.А. Обоснование технологии предупреждения образования солеотложений и коррозии оборудования в нефтяных скважинах с использованием ингибиторов комплексного действия: диссертация кандидата технических наук. Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, 2019.
5. Ингибиторы для предотвращения солеотложения в нефтедобыче / В.В. Рагулин, А.И. Волошин, В.Н. Гусаков, Е.Ю., А.В. Фахреева, В.А. Докичев // Нефт. хоз-во. – 2018. – № 11. – С. 60–72.
6. Солодов В.А., Палей Р.В., Мубараков А.И., Зайков Е.Н., Капсулированные продукты – недорогая таблетка от проблем // Нефтегазовая вертикаль. 2016. - № 6. - С. 104-108.
7. Семеновых А.Н., Маркелов Д.В., Рагулин В.В., Волошин А.И., Михайлов А.Г. / Опыт и перспективы ингибирования солеотложения на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз». Нефтяное хозяйство №8, 2005, - С. 68-71.
8. Шайдаков В.В. Капиллярные системы для предотвращения солеотложения в нефтедобыче / Инженерная практика. - 2009. - №1. - С. 98-101.
9. Лялин С.В., Эволюция применения твердых ингибиторов – «умные» ПСК «Трил»// Инженерная практика. – Москва, 2017. - №7.
10. Бочкарев П. С. Особенности применения капсулированных ингибиторов для защиты внутрискважинного оборудования / П. С. Бочкарев; науч. рук.

- Ю. А. Максимова // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, Томск, 8-12 апреля 2019 г.
11. Волошин, А.И. Опыт применения технологии Mini squeeze для защиты скважины от солеотложения при выводе на режим в ООО «РН-Юганскнефтегаз / А.И. Волошин, А.Р. Гаифуллин, М.В. Чурбанова и др. // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №11. – С. 51-53.
  12. Камалетдинов Р.С. Обзор существующих методов предупреждения и борьбы с солеотложением в погружном оборудовании / Р.С. Камалетдинов // Инженерная практика: пилотный выпуск. Декабрь, 2009. — С. 12—15.
  13. Воловоденко А.В., Софронов А.В., Жуков А.Ю., Асмаев О.С. Опыт применения капсулированного ингибитора коррозии Scimol WSC в скважинах Когалымского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2013. №5. С. 87-89.
  14. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
  15. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартиформ, 1999. – 25 с.
  16. СП 51.13330.2011. Защита от шума.
  17. ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
  18. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
  19. ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.
  20. ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление (с Изменением N 1).
  21. СП 9.13130.2009. Техника пожарная огнетушители требования к эксплуатации.

22. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (с изменениями на 12 января 2015 года) (редакция, действующая с 1 января 2017 года).

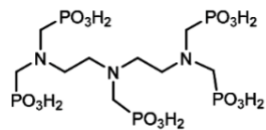
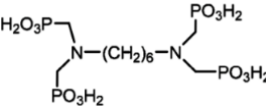
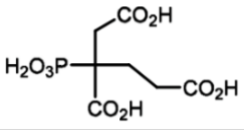
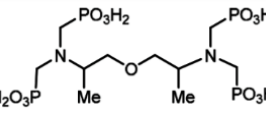
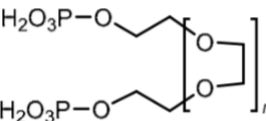
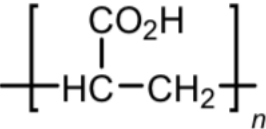
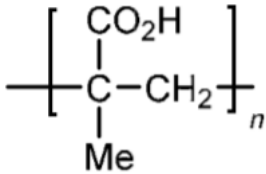
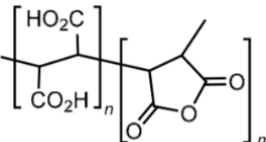
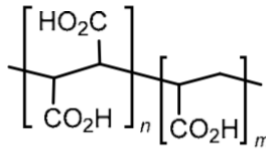
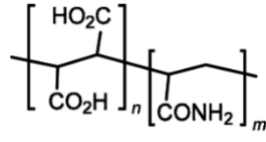


## Приложение А

Таблица 5 - Действующие вещества ингибиторов солеотложения

Класс ингибитора	Наименование	Формула	Возможности применения ингибиторов и их ограничения
Неорганические полифосфаты	Гексаметафосфат натрия (ГМФН)	$\text{Na}_6\text{P}_6\text{O}_{18}$	В горячих водных растворах гидролизуется, образует соли ортофосфорной кислоты
	Триполифосфат натрия (ТПН)	$\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$	Низкая термостабильность; при 50°C переходит в ортофосфат и выпадает в осадок в присутствии ионов $\text{Ca}^{2+}$
Органические полифосфонаты	1-Гидроксиэтан-1,1-дифосфонат (ОЭДФ)	$\begin{array}{c} \text{PO}_3\text{H}_2 \\   \\ \text{HO}-\text{C}-\text{PO}_3\text{H}_2 \\   \\ \text{CH}_3 \end{array}$	Отлично ингибирует образование $\text{CaCO}_3$ , удовлетворительно сульфатные отложения в дозировке до 5 мг/л. В присутствии больших концентраций ионов $\text{Ca}^{2+}$ (> 2000 мг/л) возможно образование солей
	Нитрилотриметилфосфонат (НТФ)  Аминотри (метиленфосфонат)	$\begin{array}{c} \text{PO}_3\text{H}_2 \\   \\ \text{H}_2\text{PO}_3-\text{N}-\text{CH}_2-\text{PO}_3\text{H}_2 \\   \\ \text{CH}_2 \end{array}$	Отлично ингибирует образование $\text{CaCO}_3$ , хорошо – сульфатные отложения
	Этилендиаминтетра (метиленфосфонат) (ЭДТМФ)	$\begin{array}{c} \text{H}_2\text{O}_3\text{P}-\text{CH}_2-\text{N}-\text{CH}_2-\text{N}-\text{CH}_2-\text{PO}_3\text{H}_2 \\   \qquad \qquad \qquad   \\ \text{H}_2\text{O}_3\text{P} \qquad \qquad \qquad \text{PO}_3\text{H}_2 \end{array}$	Очень хорошо ингибирует образование $\text{CaCO}_3$ и сульфатов

Продолжение таблицы 5

	Диэтилентриаминопента (метиленфосфонат) (ДЭТАПФ)		Очень хорошо ингибирует образование CaCO <sub>3</sub> и сульфатов
	Гексаметилендиаминотетра (метиленфосфонат) (ГМДАТФ)		Хорошо ингибирует образование CaCO <sub>3</sub> и отлично – сульфатов
	2-Фосфонобутан-1,2,4-трикарбоновая кислота (ФБТК)		Очень хорошо ингибирует образование CaCO <sub>3</sub> и сульфатов
	4-Окса-2,6-гептилиден-тетра(метиленфосфонат)		Отлично ингибирует образование карбоната кальция и сульфатов
	Дифосфатный эфир с полиэтиленгликолем		Хорошо ингибирует образование CaCO <sub>3</sub>
Полимерные ингибиторы на основе поликарбоксилатов	Полиакриловая кислота (ПАК)		Чувствительны к высокой концентрации ионов Ca <sup>2+</sup> (2000...5000 мг/л) в растворе. Необходимо применение высоких концентраций вещества (50...100 мг/л)
	Полиметакриловая кислота (ПМАК)		
	Гидролизированный полималеиновый ангидрид		
	Сополимер акриловой и малеиновой кислот (САМК)		
	Сополимер малеиновой кислоты с акриламидом (СМКА)		

Продолжение таблицы 5

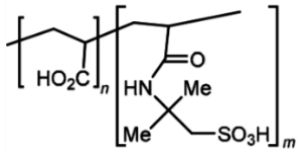
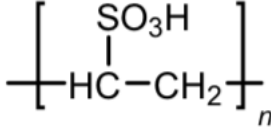
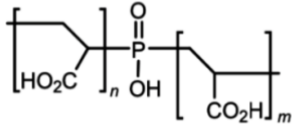
	Сополимер акриловой кислоты с акриламидом-2-метилпропансульфоной кислоты (ААПС)		
Полимерные сульфонаты, фосфинопликарбоксилаты	Поливинилсульфонат (ПВС)		Чувствителен к рН среды; отлично ингибирует сульфаты Ва, Sr, Са
	Фосфинополиакрилат (ФПА)		Отлично ингибирует сульфаты бария, стронция, кальция; термостабилен

Таблица 8 – Физико-химический состав воды скважин «Х» месторождения

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

## Приложение Б

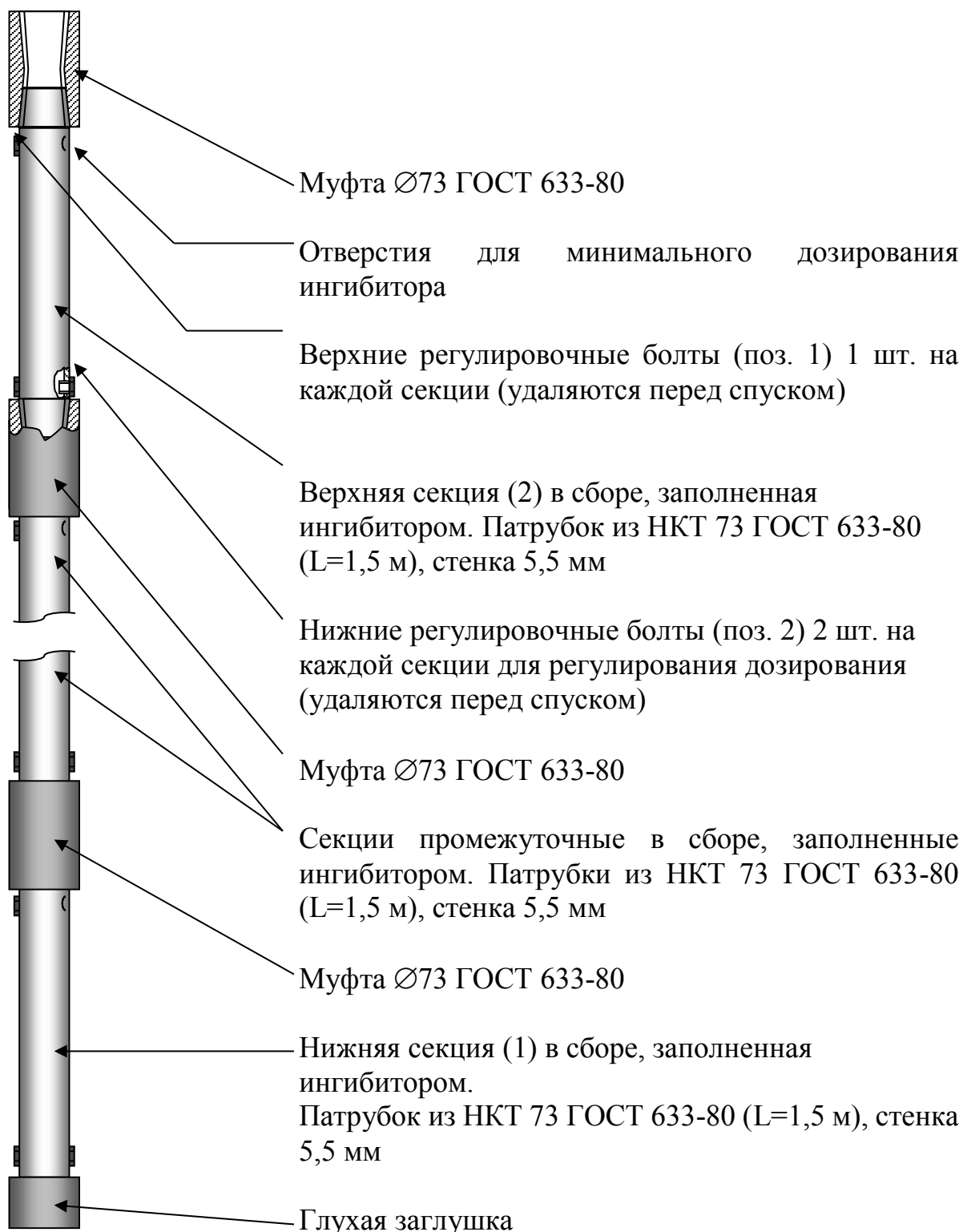


Рисунок 7 - Схема контейнера «Трил-Св» тип «МР» с регулировочными болтами