

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль подготовки «Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений»

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Рациональный подход к ингибированию скважин в условиях повышенного солеотложения и коррозионной агрессивности на месторождениях Западной Сибири

УДК 622.276.72:66.097.8(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Мурачев Иван Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова Оксана Сергеевна	К.Г.-М.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	Д.Т.Н		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22;
P5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20;

Р6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
Р7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23
Р8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-8; ПК-23

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль подготовки «Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений»

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ Зятиков П.Н.
« » _____ 2018г.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Мурачеву Ивану Владимировичу

Тема работы:

Рациональный подход к ингибированию скважин в условиях повышенного солеотложения и коррозионной агрессивности на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1396/с от 01.03.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2018 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет геологической, геофизической и технологической информации по месторождения компании АО «Томскнефть» ВНК, тексты и графические материалы отчётов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература, учебники.
---------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<p>Введение</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Особенности эксплуатации скважин в осложнённых условиях на поздних стадиях разработки 2. Современные методы борьбы с солеотложениями и коррозией в подземном скважинном оборудовании 3. Анализ ингибиторов солеотложений и коррозии 4. Рекомендации к подбору ингибитора и рациональной технологии дозирования 5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6. Социальная ответственность <p>Заключение</p>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<p>Характеристика проявления осложнений при эксплуатации скважин. Методы и технологии борьбы с осложняющими факторами, такими как солеотложения и коррозионная агрессивность. Анализ ингибиторов солеотложения, коррозии и комплексного действия.. Социальная ответственность при работе с химическими реагентами. Экономическая эффективность использования ингибиторов солеотложения и коррозии.</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Доцент Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент Абраменко Никита Сергеевич

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

<p>Введение</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Особенности эксплуатации скважин в осложнённых условиях на поздних стадиях разработки 2. Современные методы борьбы с солеотложениями и коррозией в подземном скважинном оборудовании 3. Анализ ингибиторов солеотложений и коррозии 4. Рекомендации к подбору ингибитора и рациональной технологии дозирования 5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6. Социальная ответственность <p>Заключение</p> <p>Corrosion problems and solutions in oil, gas, refining and petrochemical industry</p>

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	26.02.2018г.
---	--------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова Оксана Сергеевна	к.г.-м.н.		26.02.2018г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Мурачев Иван Владимирович		26.02.2018г.

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация 110 с., 12 рисунков, 40 таблиц, 28 источников.

Ключевые слова: НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, СОЛЕОТЛОЖЕНИЕ, КОРРОЗИЯ, ИНГИБИТОР, ТЕХНОЛОГИЯ ПОДАЧИ ИНГИБИТОРА, ПОГРУЖНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ОПТИМАЛЬНАЯ ДОЗИРОВКА, ЭФФЕКТИВНОСТЬ.

Объектом исследования являются ингибиторы солеотложения и коррозии и технологии подачи их в скважину.

Цель работы – провести глубокий анализ ингибиторов солеотложений и коррозии, технологии подачи их в скважину. Определить оптимальную дозировку реагента и оптимальную технологию подачи его в скважину.

В процессе исследования изучались негативные влияния солеотложений и коррозии на работу глубинно-насосного оборудование, рассматривались наиболее популярные технологии подачи ингибитора в скважину, а также проведён углубленный анализ ингибиторов солеотложения, коррозии и комплексного действия, подобраны оптимальные дозировки для конкретных случаев

Область применения: разработаны рекомендации для достижения наилучших показателей МРП и СНО. Даны рекомендации по эксплуатации месторождений Западной Сибири с применением ингибиторов для защиты от солеотложений и коррозии, а также способов их подачи в скважину

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

МРП – межремонтный период;

СНО – средняя наработка на отказ;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

ВНР – вывод на режим;

ЗСП – защита срыва подачи;

УПР – условно-постоянный режим;

ПЭД – погружной электродвигатель;

ГЗ – гидрозащита;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ПСК – погружной скважинный контейнер;

ЗУМПФ – зона успокоения механических примесей и флюида;

ГРП – гидроразрыв пласта;

КПД – коэффициент полезного действия;

СУДР – система устьевой дозировки реагента;

МБРХ – мобильный блок реагентного хозяйства;

ПРС – подземный ремонт скважин;

ТРС – текущий ремонт скважин;

КРС – капитальный ремонт скважин;

ППД – поддержание пластового давления;

ОПИ – опытно-промышленное испытание;

ПДК – постоянно-действующая комиссия;

СПО – спуско-подъемные операции;

ЭК – эксплуатационная колонна;

ИС – ингибитор солеотложения;

ИК – ингибитор коррозии.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1 ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ	11
1.1 Характер проявления осложнений при эксплуатации скважин	11
1.1.1 Общие сведения о солеотложениях	11
1.1.2 Общие сведения о коррозии, ее влияния на скважинное оборудование	16
2 СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМ И КОРРОЗИЕЙ В ПОДЗЕМНОМ СКВАЖИННОМ ОБОРУДОВАНИИ.....	21
2.1. Методы и технологии борьбы с солеотложениями	22
2.2. Методы и технологии борьбы с коррозионной активностью.....	33
2.3. Обзор методов предотвращения отложений солей и коррозии скважинного оборудования.....	35
3 АНАЛИЗ ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ И КОРРОЗИИ	41
3.1. Ингибиторы солеотложений.....	41
3.1.1. СОНСОЛ 2001 марки Б.....	41
3.1.2. СНПХ-5317	51
3.1.3. АЗОЛ 3010 (Марка А).....	60
3.2. Ингибиторы коррозии	66
3.2.1 Ипроден К-1 (Марка А).....	66
3.2.2 ИТПС-508А	70
3.3. Ингибиторы комплексного действия.....	77
3.3.1 АКВАТЕК-515	77
4 РЕКОМЕНДАЦИИ К ПОДБОРУ ИНГИБИТОРА И РАЦИОНАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ДОЗИРОВАНИИ	81
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕУСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	83
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	86
5. 1 Анализ вредных производственных факторов.....	88
5.2 Анализ опасных производственных факторов.....	90
5.3 Охрана окружающей среды	92
5.4 Защита в чрезвычайных ситуациях.....	96
5.5 Организационные мероприятия обеспечения безопасности	98
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	99
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	101

ВВЕДЕНИЕ

Большинство месторождений Западной Сибири на современном этапе находятся на последних стадиях разработки, что характеризуется малыми темпами добычи, высокой обводненностью, сокращением дающего фонда. Практически весь фонд скважин эксплуатируется механизированным способом, преимущественно при помощи установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). Запасы этих месторождений выработаны не полностью и перед недропользователями стоит задача максимально увеличить основные показатели разработки месторождения.

Порядка 43% эксплуатационного фонда работает в осложнённых условиях, что приводит к потерям добычи нефти, увеличению её себестоимости, уменьшению межремонтного периода (МРП) и средней наработки на отказ (СНО) глубинно-насосного оборудования (ГНО).

Процесс механизированной добычи нефти осложняется различными факторами по причине наличия тех или иных естественных природных компонентов в составе нефти, пластовой воде, попутно добываемом газе и их взаимодействие между собой при смешении, а также их негативное влияние на эксплуатацию ГНО используемого в процессах добычи нефти.

К основным видам осложняющих факторов относятся: солеотложения, коррозионная агрессивность добываемой продукции, вынос механических примесей, а также высокая температура пласта. Негативное проявление осложняющих факторов приводит к преждевременному и не запланированному отказу ГНО, потерям нефти и дополнительным расходам капитальный и подземный ремонт скважин.

Существует три основных направления методов борьбы с осложняющими факторами: Предупреждающие методы, методы защиты и методы удаления.

Для месторождений на последних стадиях разработки рационально будет использовать «методы защиты» от коррозии и солеотложений. Наиболее популярным методом для борьбы с осложнениями в скважинах, эксплуатируемыми УЭЦН, является ингибирование.

Однако для разных месторождений характерны различные отложения солей, что, в свою очередь, указывает на необходимость целенаправленного подбора ингибитора для месторождений, а в некоторых случаях и для отдельных групп скважин индивидуально.

Целью данной работы является анализ использования технологий ингибирования скважин на примере месторождений Западной Сибири, подбор оптимальных ингибиторов и выбор рациональной технологии подачи реагента для обеспечения надёжной, бесперебойной работы глубинно-насосного оборудования, уменьшения преждевременных отказов и увеличения МРП и СНО установок электроцентробежных насосов для конкретных геолого-технических условий.

1 ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ

1.1 Характер проявления осложнений при эксплуатации скважин

Как известно, для месторождений на поздних стадиях разработки характерна высокая обводненность и, как следствие, для этих месторождений наиболее актуальна проблема борьбы с отложением солей в скважинном оборудовании и высокой коррозионной активностью добываемой продукции.

1.1.1 Общие сведения о солеотложениях

Солеотложение – выпадение химического вещества (соль) в осадок из раствора. Процессы добычи нефти сопровождаются отложением твердых осадков неорганических веществ, накапливающихся на стенках скважин и подъемных труб, в насосном оборудовании и наземных коммуникациях системы сбора и подготовки нефти. Главным источником выделения неорганических солей является вода, добываемая совместно с нефтью. Все попутно-добываемые воды содержат растворенные соли в тех или иных количествах. Содержание растворенных в воде солей оценивается параметром общей минерализации.

Неорганические отложения, чаще всего, встречаются в трех формах: в виде тонкой накипи или рыхлых хлопьев, в слоистой форме, в кристаллической форме. Отложения первого вида имеют рыхлую структуру, проницаемы и легко удаляются. Слоистые отложения, такие как гипс, представляют собой несколько слоев кристаллов, иногда в виде пучка лучин, заполняющих все сечение трубы. Кристаллические структуры, такие как барит и ангидрит (рисунок 1), образуют очень твердые, плотные и непроницаемые отложения.

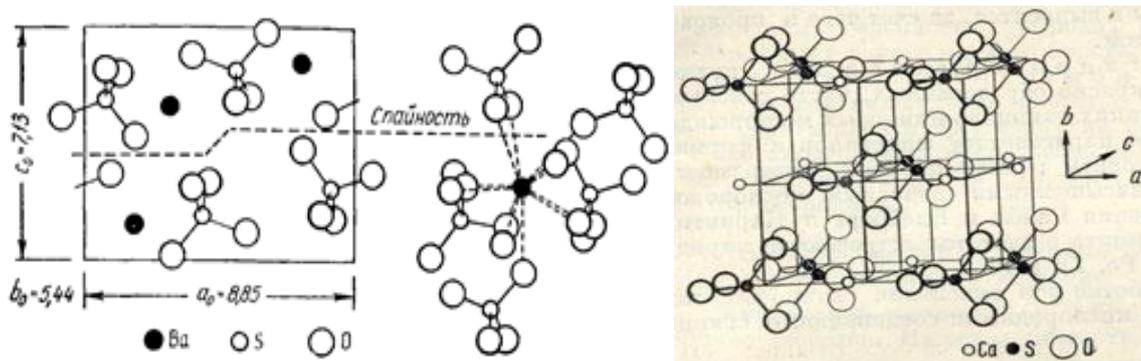


Рисунок 1 – Кристаллические структуры барита и ангидрита

Типы минеральных солей, которые могут быть обнаружены при эксплуатации ГНО:

- CaCO_3 - карбонат кальция (кальцит).
- CaSO_4 - сульфат кальция ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ – гипс, CaSO_4 – ангидрит).
- MgCO_3 - карбонат магния.
- NaCl - хлористый натрий (галит).
- BaSO_4 - сульфат бария (барит).
- SrSO_4 - сульфат стронция (целестин).
- FeS - сульфид железа.

Сульфаты бария и стронция являются очень плотными и твердыми осадками (рисунок 2). Низкая их растворимость практически во всех растворителях по сравнению с другими солеобразующими минералами делает их крайне нежелательным из всех органических и неорганических отложений, которые встречаются в процессе эксплуатации нефтяных скважин с высокой обводненностью продукции [1].



Рисунок 2 – Отложения BaSO_4 в насосно-компрессорных трубах

Серьезную опасность представляют солеотложения на рабочих частях и поверхностях УЭЦН. Образование плотного камнеобразного осадка толщиной от 0,6 до 1 мм нарушает теплообмен, приводит к заклиниванию электродвигателя, поломке вала и выходу насоса из строя.

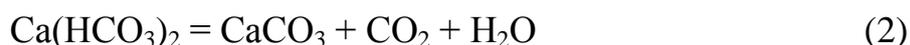
На месторождениях Западной Сибири около 70% отказов ГНО происходят из-за солеотложений и засорения механическими примесями, которые, чаще всего являются твёрдым осадком неорганических солей, не адсорбировавшихся на стенках оборудования. В самом же насосе соль отлагается на рабочих органах: в первую очередь, на первых и последних ступенях насоса – до 45% и 21% соответственно. Еще до 21% солей в сумме оседают на корпусе погружного электродвигателя, гидрозащиты (ГЗ), а также в газосепараторе и насосно-компрессорных трубах (НКТ) [2].

Основные причины солеотложений [5]:

1. Первое – смешивание вод разного состава несовместимых друг с другом или рост фактической концентрации осадкообразующих ионов в добываемой жидкости при растворении минералов горных пород. К примеру, для обычной пластовой воды с высоким содержанием катионов (таких как ионы бария, кальция и/или стронция), с закачиваемой водой (характеризующейся высоким содержанием сульфатов), в результате чего выпадают соли сульфатов, такие как сульфат бария:



2. Второе – при перенасыщении вод в результате изменения «по сравнению с пластовыми условиями» давления и температуры, испарении воды, выделении газов (при этом часто выпадают карбонатные соли, такие как карбонат кальция):



Процесс усиливается для карбоната кальция (наиболее распространенный вид солеотложения) при снижении давления ниже давления насыщения нефти, а также при повышении температуры потока добываемой продукции, вызванной теплоотдачей работающего погружного оборудования.

Твердая фаза будет образовываться при условии, что радиус зародышей кристаллов превышает критическое значение, которое определяется по формуле [3,4]:

$$r_{кр} = 2M\sigma / \left(RT\rho \ln \frac{c}{c_{нас}} \right) \quad (3)$$

где M – молекулярная масса зародыша кристаллов, кг/моль;

σ – удельная поверхностная энергия на границе раздела фаз, Дж/м²;

ρ – плотность зародыша кристаллов, кг/м³;

$c_{нас}, c$ – концентрации насыщенного и пересыщенного растворов, моль/кг;

R – универсальная газовая постоянная, Дж/(моль·К);

T – абсолютная температура, К.

Основные зоны отложения солей и их влияние на эксплуатацию [5]:

Зона 1. Призабойная зона скважины и зона перфорации. Снижается приток из пласта, рабочая зона УЭЦН смещается в левую зону. Повышается риск отключения насоса по ЗСП (защита срыва подачи), перегрева и отказа двигателя из-за слабого притока. В призабойной зоне скважины давление, воздействующее на жидкость, испытывает наибольшие изменения. При эксплуатации скважин с низким забойным давлением (ниже давления насыщения) существует потенциальная возможность начала солевыведения в призабойной зоне еще на подходе к стволу скважины, там, где начинается процесс выделения газа. Отложение солей в призабойной зоне проблематично из-за высокой скорости потока и многими авторами подвергалось сомнению. Однако, статистика последних лет по компании АО «Томскнефть» показывает достаточно быстрый темп снижения проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) в ходе эксплуатации скважины с низким забойным давлением и ее восстановление при применении солянокислотных обработок. Это косвенно подтверждает отложение карбонатных солей в призабойной зоне скважины. Стоит отметить, что в любом случае, интенсивность отложений в ПЗП значительно ниже, чем в стволе скважины.

Зона 2. Эксплуатационная колонна (ЭК). Снижается внутренний диаметр ЭК, риск прихвата, механические повреждения оборудования при проведении спуско-подъемных операций (СПО). Изменение давления влияет на растворимость карбоната кальция через изменение содержания растворенного диоксида углерода в водной фазе. Снижение давления при подъеме скважинной продукции вдоль эксплуатационной колонны уменьшает содержание CO_2 в воде и растворимость карбоната кальция, что приводит к его выпадению в осадок. Выделяющиеся из жидкости пузырьки газа в первую очередь возникают не в объеме жидкости, а на поверхности оборудования, что приводит к созданию на поверхности колонны благоприятных условий для зарождения микрокристаллов солей. Образующиеся микрокристаллы обладают гидрофобной поверхностью и благодаря этому интенсивно прилипают друг к другу и к поверхности колонны. В зоне работающего погружного электродвигателя из-за затрудненного теплопереноса происходит нагрев потока скважинного флюида. Как показывает расчет, повышение температуры потока в зависимости от дебита скважины происходит на 4–15 °С. Так как с ростом температуры снижается растворимость карбоната кальция, то это приводит к отложению выпавшей соли на поверхности погружного электродвигателя (ПЭД).

На многих скважинах солеотложения вызывают прихват УЭЦН в районе электродвигателя, в результате чего возникает риск повреждения и полёт оборудования на забой.

Зона 3. Поверхность рабочих органов ГНО (рисунок 3). Снижается коэффициент полезного действия (КПД) насоса, происходит деградация напорно-расходных характеристик УЭЦН, заклинивание и слом вала. Причинами интенсивного отложения карбоната кальция на колесах УЭЦН, является повышение температуры потока добываемой продукции из-за теплоотдачи от работающего погружного электродвигателя и выделение газа на нижних ступенях УЭЦН. Отложения в этой зоне могут привести к выходу из строя дорогостоящего насосного оборудования.



Рисунок 3 – Отложение солей на ступенях электроцентробежных насосов

Зона 4. НКТ, наземные коммуникации (рисунок 2). Повышаются потери напора УЭЦН на трение при подъеме скважинной жидкости, увеличиваются противодействия на устье. Снижается КПД УЭЦН и растут удельные затраты на подъем одну тонну нефти. Солеотложение крайне негативно влияет на безопасность эксплуатации наземных трубопроводов. Оно вызывает усиление локальной коррозии металла труб, что приводит к их ускоренному разрушению, сопровождающемуся разливами нефти, и аварийному остановке скважин.

1.1.2 Общие сведения о коррозии, ее влияния на скважинное оборудование

Коррозия металлов – самопроизвольное разрушение металлов вследствие химического или электрохимического взаимодействия их с внешней средой. При коррозии металла происходит не только потеря его массы, но и снижение механической прочности, пластичности и других свойств [5].

Можно выделить 3 признака, характеризующих коррозию:

- Коррозия – окислительно-восстановительный процесс с химической точки зрения.
- Коррозия – самопроизвольный процесс, возникающий по причине неустойчивости термодинамической системы металл – компоненты окружающей среды.

- Коррозия – процесс, который развивается в основном на поверхности металла.

В скважине контакт флюидов и оборудования может характеризоваться общей или локальной коррозией. В первом случае коррозия протекает по всей поверхности металла или по какой-либо его части. При локальной коррозии, которая встречается чаще всего, разрушение металла происходит точечно. При этом могут наблюдаться сквозные повреждения. При эксплуатации скважинного оборудования различают следующие виды локальной коррозии:

- Сплошная равномерная коррозия.
- Поверхностная неравномерная коррозия.
- Коррозия пятнами.
- Язвенная коррозия.
- Питтинговая (точечная) коррозия.
- Мейза коррозия.
- Контактная коррозия (электрохимическая).

Коррозионная агрессивность пластовой жидкости характеризуется наличием и степенью влияния осложняющих факторов. Степень влияния этих факторов зависит от температуры, давления, скорости движения потока, минерализации воды и количественного соотношения воды и углеводорода в двухфазной среде, наличия механических примесей. При росте в пластовой жидкости содержания коррозионно-агрессивных газов, таких как диоксид углерода (CO_2), кислород (O_2) и сероводород (H_2S), скорость коррозии увеличивается. Наличие бактериальной заражённости пластовой жидкости также способствует усилению коррозионных процессов.

Коррозионные отказы подразделяются по степени влияния на них коррозионно-агрессивных газов, а именно:

- «Углекислотная коррозия» одной из основных причин коррозии является высокое преобладающее содержание в ГЖС (газожидкостная смесь) углекислого газа CO_2 .

- «Сероводородная коррозия» одной из основных причин коррозии является высокое преобладающее содержание в ГЖС сероводорода H_2S .
- «Кислородная коррозия» одной из основных причин коррозии является содержание в ГЖС кислорода O_2 .

Зоны коррозионных повреждений и их влияние на эксплуатацию [5]:

Зона 1. Корпус ПЭД, гидрозащита и кабельная линия (рисунок 4–6).

Разгерметизация и отказ ПЭД по причине нарушения изоляции.

Зона 2. Рабочие органы УЭЦН. Коррозионный износ и разрушение рабочих органов, потеря напорно-расходных характеристик УЭЦН (рисунок 7).

Зона 3. Поверхности НКТ (рисунок 8). Потеря подачи насоса из-за негерметичности НКТ, обрыв по элементам НКТ.

Зона 4. Внутренняя поверхность ЭК. Возможна разгерметизация ЭК и обводнение скважинной продукции.

Зона 5. Наземные коммуникации. Разливы нефти и аварийные остановки в результате появления свищей и порывов в арматуре или сборном коллекторе.



Рисунок 4 – Коррозия корпуса погружного электродвигателя

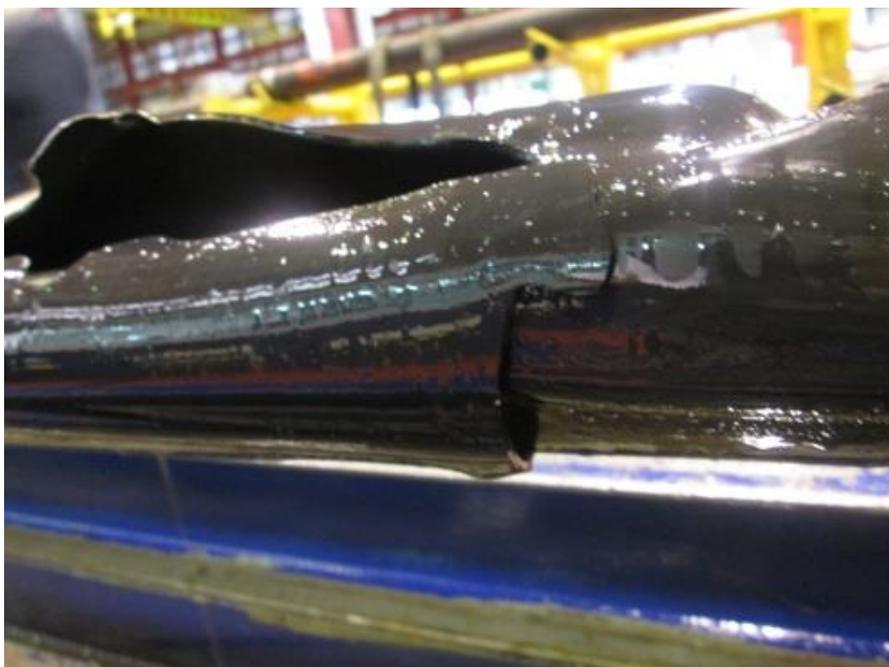


Рисунок 5 – Разгерметизация гидрозащиты в результате коррозии



Рисунок 6 – Коррозия брони кабельной линии



Рисунок 7 – Рабочая ступень ЭЦНАКИ5-80-2434 на комиссионном демонтаже погружного оборудования



Рисунок 8 – Насосно-компрессорная труба при подземном ремонте скважины

2 СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМ И КОРРОЗИЕЙ В ПОДЗЕМНОМ СКВАЖИННОМ ОБОРУДОВАНИИ

Такие явления как интенсивное солеотложение и коррозия скважинного оборудования, несомненно, коррелируют. К примеру, из 198 скважин дающего фонда месторождения «I» 40 скважин входят в осложнённый фонд по двум категориям сразу, а это порядка 20%. Поэтому перед нефтяниками стоит задача оптимального подбора технологий для комплексной борьбы с осложняющими факторами.

Как уже было сказано, высокая интенсивность солеотложений и повышенная агрессивность добываемой продукции резко снижают МРП, СНО скважины, а также и другие технико-экономические показатели нефтегазодобычи.

В современных экономических условиях главной целью любого коммерческого предприятия, в том числе и нефтяных компаний России, является достижение максимальной прибыли. Выделяют два основных пути максимизации прибыли — увеличение объема производства и сокращение текущих производственных затрат. Наиболее эффективными методами сокращения себестоимости добываемой нефти являются уменьшение потерь добычи от простоя скважин и сокращение затрат на подземный ремонт за счет увеличения наработки на отказ ГНО. Показатели МРП и СНО характеризует не только технический уровень оснащённости скважин, но и экономическую эффективность эксплуатации ГНО. МРП и СНО отражает эксплуатационные показатели работы любого оборудования — показатели производительности, экономичности, рентабельности и др. Проблема повышения наработки на отказ машин, механизмов и приборов относится к числу наиболее актуальных и важных проблем, возникших с развитием техники [6].

Экономическая эффективность увеличения периода работы глубинно-насосного оборудования имеет ключевое значение. Прогнозирование МРП и СНО позволяет определить будущие затраты на подземный ремонт скважин и

ремонт ГНО, потери добычи нефти от простаивающих скважин и потребность предприятия в новом оборудовании, т.е. эффективно и целенаправленно распределить имеющиеся ресурсы нефтегазодобывающих компаний с целью выполнения производственной программы. Особенно актуальна проблема для установок электроцентробежных насосов, которые эксплуатируются в осложнённых условиях, это связано с высокой стоимостью оборудования, сложностью конструкции, большой номенклатурой типоразмеров УЭЦН (как по дебиту, так и по напору).

Для увеличения данных показателей необходимо выбрать оптимальные методы и технологию борьбы с осложняющими факторами с целью повышения главных технико-экономических показателей.

2.1. Методы и технологии борьбы с солеотложениями

Для предотвращения отложения неорганических солей в нефтепромысловом оборудовании применяют следующие способы[5]:

- Технологические (применение вод, совместимых с пластовыми, ограничение притока воды в добывающих скважинах, отдельный отбор и сбор жидкости и т.д.).
- Физические (применение магнитных, электрических и акустических полей для обработки добываемой жидкости).
- Химические (различные варианты ингибирования, кислотные обработки и обработки растворителями).
- Использование защитного покрытия поверхности оборудования материалами с низкой адгезией к солям.

Все данные способы делятся в свою очередь на предупреждающие методы, защитные методы и методы удаления солеотложений.

Рассмотрим основные преимущества и недостатки наиболее популярных технологий борьбы:

Постоянное дозирование ингибитора солеотложений (ИС) в затрубное пространство скважины через скважинную установку дозирования реагента (СУДР). Технология заключается в подаче ингибитора в постоянном режиме с помощью поверхностной дозирующей установки [7,8]. Так как плотность водного раствора ингибитора больше плотности жидкости в затрубном пространстве, под действием силы тяжести раствор поступает на прием электроцентробежного насоса. Технология применима при обводненности продукции скважины от 5 до 100 %, дебите жидкости от 0,96 до 300 м³/сут. При более высоких дебитах существуют риски быстрого выноса ингибитора из зоны УЭЦН и снижения его эффективности. Технология получила широкое распространение при добыче нефти в связи с высокой эффективностью. Недостатком технологии является то, что она защищает в скважине только области насоса и выше него. Без защиты остаются призабойная зона, забой скважины и область размещения ПЭД в скважинах, оборудованных УЭЦН. Данная модификация целесообразна для скважин с невысокой интенсивностью отложений солей.

Постоянное дозирование ингибитора солеотложений в затрубное пространство скважины через СУДР по импульсной трубке эффективней технологии, которая описана выше. Она устраняет все её недостатки. 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 (СПО). А также более эффективно воздействует на рабочие органы УЭЦН. Единственным недостатком данной технологии является увеличения капиталовложений при ремонте и монтаже импульсной трубки [12].

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 9). Расход реагента может быть значительно снижен, по сравнению с традиционной подачей в затрубное пространство скважины. Наземное оборудование (рисунок 9) представлено дозировочной установкой (1), наземным трубопроводом (2), и устройством ввода капиллярного трубопровода в устьевую арматуру (3 или 4).

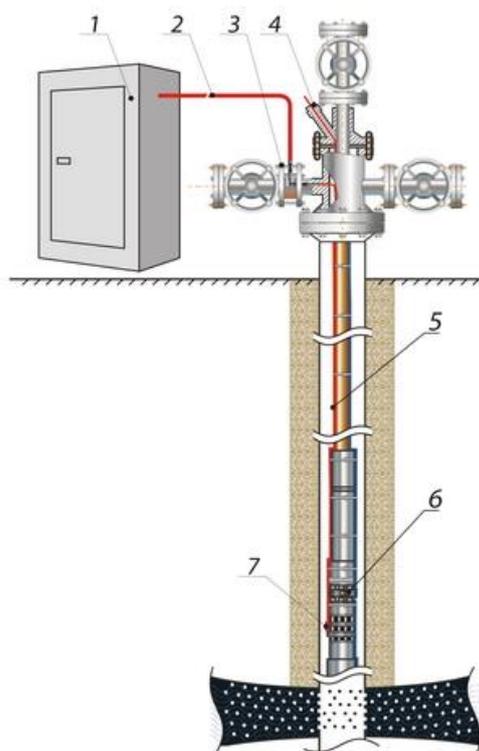


Рисунок 9 – Подача химического реагента в приемную сетку глубинного электроцентробежного насоса

Широкое применения нашла *технология периодического дозирования ингибитора солеотложений в затрубное пространство скважины*. Технология заключается в серии одноразовых закачек пачек ингибитора в затрубное пространство скважины с частотой один раз в 15 или 30 дней в зависимости от производительности скважины. 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

на режим 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 [8].

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 м³. 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 цементирующего агрегата (ЦА-320) к внешней затрубной задвижке скважины (рисунок 10). 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.

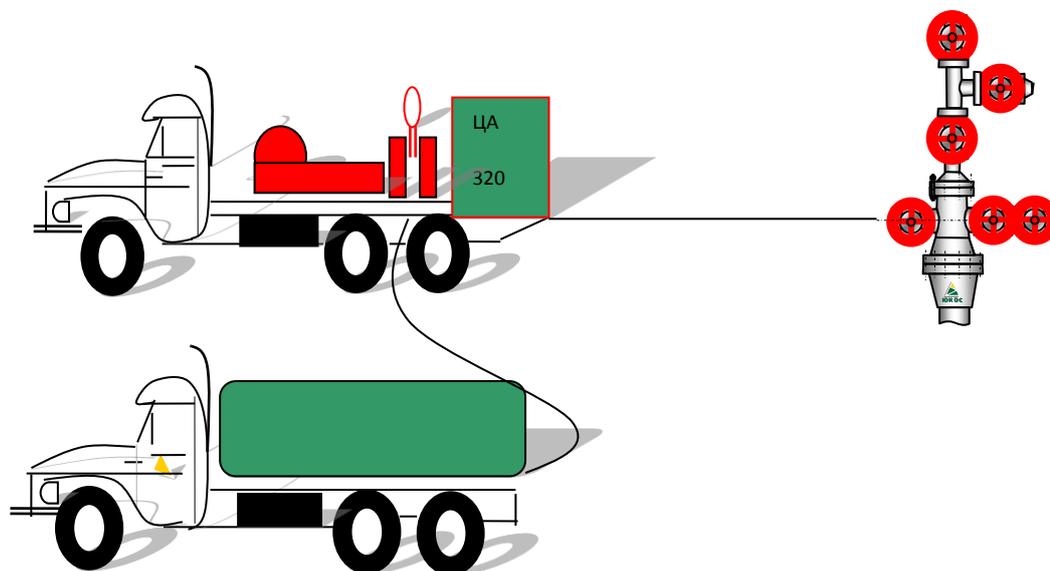


Рисунок 10 – Схема обвязки оборудования при периодическом дозировании ингибитора

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

Задавка ингибитора солеотложений в пласт под давлением (технология SQUEEZE-соли). Технология заключается в задавливании пачки ингибитора в призабойную зону пласта, где он адсорбируется и удерживается на поверхности породы. В процессе фильтрации жидкости через ПЗП протекает постепенный процесс десорбции, ингибитор высвобождается и с пластовой жидкостью поступает в скважину, обеспечивая условия предупреждения отложения солей. Для подготовки поверхности породы, удаления уже

образовавшихся отложений рекомендуется совмещать задавливание в пласт с небольшой по объему кислотной обработкой скважины. Этот прием, одновременно, позволяет увеличить проницаемость ПЗП и облегчает процесс доставки ингибитора в пласт [8].

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 НКГ (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 вовремя 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 [9].

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 м³ на метр перфорированной мощности пласта с добавкой 1,5 % катионноактивного поврехостно-активного вещества (ПАВ).

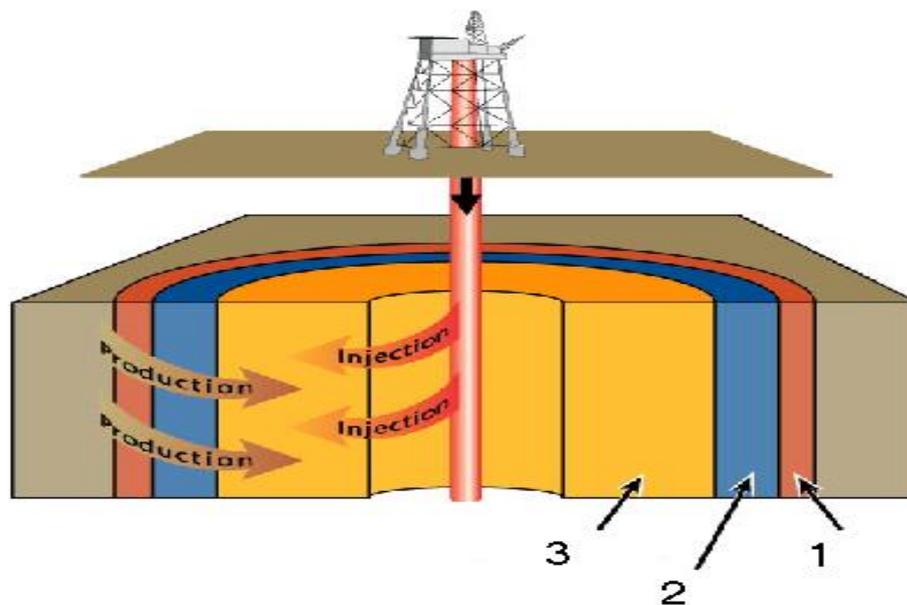


Рисунок 11 – Схема закачки ингибирующего состава

1 – пачка 15%раствора соляной кислоты;

2 – пачка 5% раствора ингибитора;

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

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 11).

Достоинства технологии: защита распространяется на призабойную зону скважины, эксплуатационную колонну до уровня насоса, насосное оборудование, НКТ и наземные коммуникации.

Недостатки технологии: необходимость продавливания ингибитора в удаленные зоны пласта водным раствором. Контакт водного раствора с ПЗП может затруднить дальнейший вывод скважины на режим, временный эффект защиты, дополнительные простои скважины.

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.

Погружной скважинный контейнер (ПСК) с ингибитором солеотложений. При использовании данной технологии, как правило, в скважине устанавливается система перфорированных трубных секций, заполненных ингибирующей солеотложение композицией [7,10]. Определенная скорость подачи ингибитора (обычно, растворенного в водной среде) обеспечивает его необходимую рабочую концентрацию в попутно добываемой воде на длительный период времени (до 360 сут). Контейнер крепится к нижней части насосной установки. 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 м³/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 обводненности от 20 до 80 %.

Капсулированный ингибитор солеотложений, размещённый в зумпф скважины. Ингибитор размещается в зумпфе скважины при проведении ее ремонта [7,11] в виде шашек или капсул, обеспечивающих равномерный его вынос в скважину. Основным технологическим ограничением применения технологии являются ограничения по массе размещаемого в зумпфе скважины ингибитора из-за наличия рисков потери части реагента вследствие покрытия диффузионной зоны механическими примесями, поступающими из пласта. Исходя из максимальной массы размещаемой ингибирующей композиции можно оценить границу применимости технологии. Ингибирующая композиция может обеспечить необходимую концентрацию ингибитора, как правило, в интервале обводненности от 15 до 90 %.

Задавка ингибитора солеотложений в пласт при ГРП, технология: с жидкостью ГРП (ScaleFrac), с проппантом при ГРП (ScaleProp). Преимущества данного метода — защита обширной области ПЗП, высокая продолжительность эффекта. Дальнейшая эксплуатация скважин не требует специального оборудования при сокращении времени на КРС. Недостаток этого метода — повышенные требования к совместимости ингибитора с реагентом ГРП и значительные затраты на ингибиторы. Применяется также и метод введения ингибитора с проппантом [8,10].

Акустический излучатель. Принцип действия — специальный акустический излучатель создает колебания, которые предотвращают образование центров кристаллизации, что способствует срыву мелких кристаллов солей с поверхности. К недостаткам можно отнести сложность конструкции. Кроме того, метод не предотвращает образование солей, а переносит образование солей в продукцию. Результаты и в этом случае также неоднозначны. По материалам зарубежной печати есть информация, что испытания прототипов установки в компании Expro Int. Group PLC и Shell

Int.Exploration and Production показали эффективность работы генератора высокочастотных колебаний в стволе испытываемых скважин [10].

Магнитные индукторы (на основе постоянных магнитов). Под действием магнитного поля растворенные соли меняют свою структуру, не осаждаются в виде твердых отложений, выносятся как мелкодисперсные кристаллический «шлам». К преимуществам данного метода относится простота конструкции, к недостаткам — необходимость монтажа подъемного оборудования, необходимость обработки продукции до начала кристаллизации солей, то есть, невозможность применения при солеобразовании в призабойной зоне пласта. Также метод не предотвращает образование солей, и в целом его результаты неоднозначны. В качестве примера можно назвать оборудование для магнитной обработки фирм Integra Tech Associates и Magnetic Technology Australia, в котором применяются постоянные магниты. Здесь мы видим отложение в наземных трубопроводах. Недостатки во всех случаях схожи [10].

В случае высокой интенсивности солеотложений и невозможности решения проблемы одним из методов используется комплексная защита ГНО для усиления эффекта.

В случаях, когда предотвратить отложение осадков не удалось приходится прибегать к методам удаления солеотложений.

Наиболее популярный и эффективный способ это промывка ГНО кислотными составами, использование кислотных ванн и очистка механическими способами [5,8].

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



Хлористый кальций (CaCl_2) – хорошо растворимая в воде соль. Углекислый газ (CO_2) при пластовом давлении растворяется в воде.

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

Удаление производится при работающем насосном оборудовании путем подачи в затрубное пространство скважины солянокислотного раствора. Главным требованием при такой обработке является использование мало концентрированного раствора кислоты – не более 6%. Основной опасностью является возможность воздействия кислоты на целостность электрического кабеля. Броня кабеля выполнена из оцинкованного железа активно взаимодействующего с кислотой. По этой причине вторым обязательным условием является применение кислоты, химизация ингибитором коррозии.

Следует помнить, что снижение концентрации кислоты уменьшает скорость реакции раствора с отложениями, из-за чего следует предусмотреть больший объем кислотного раствора для увеличения продолжительности работы оборудования в кислотной среде.

Обязательным условием удаления солеотложения в насосном оборудовании является необходимость промывки ствола скважины раствором ПАВ для удаления кислотного состава. Кроме того, ПАВ покрывает поверхность оборудования и предупреждает отложение солей в ближайшее время после обработки.

Для более продолжительного эффекта ингибирования в состав промывочной жидкости следует добавить ингибитор солеотложений.

Методы удаления солеотложения:

- Периодические промывки ГНО Растворителем солеотложений (кислотными составами);
- Кислотные ванны для очистки НКТ и зоны перфорации;
- Применение инструментов КРС (скрепер, райбер и т.п.).

Методы удаления солевого слоя должны быть быстрыми, эффективными, не деструктивными по отношению к скважине, трубам и среде пласта. Желательно с предотвращением повторного отложения солей.

2.2. Методы и технологии борьбы с коррозионной активностью

В настоящее время в нефтедобыче используются различные методы противокоррозионной защиты нефтепромыслового оборудования:

- Технологические – мероприятия предупредительного характера, направленные на сохранение первоначально низких коррозионных свойств среды.
- Специальные методы – мероприятия по защите нефтепромыслового оборудования от коррозионной активности.

Выбор методов защиты от коррозии осуществляется на основании технико-экономического сравнения различных вариантов, с учетом доступности материально-технических ресурсов.

Технологии химической защиты от коррозионной агрессивности во много схожи с защитой от солей. Такие как:

- Постоянное/периодическое дозирование ингибитора коррозии в различных растворителях в затрубное пространство скважины через СУДР.
- Постоянное дозирование ингибитора коррозии в затрубное пространство скважины через СУДР по импульсной трубке.
- Периодическое дозирование ингибитора коррозии в затрубное пространство скважины.
- Задавка ингибитора коррозии в пласт под давлением (технология SQUEEZE-коррозия).
- Капсулированный ингибитор коррозии, размещённый в зумпф скважины.
- Внутрискважинный контейнер с ингибитором коррозии.

Чаще всего влиянию повышенной коррозионной агрессивности подвергается подвеска НКТ. На коррозионном фоне частые отказы происходят по причине не герметичности лифта НКТ. В связи с этим, в последнее время эффективным методом защиты стало использование НКТ в коррозионностойком исполнении (КСИ) с внутренним покрытием типа majorpack (рисунок 12). Применение НКТ в КСИ увеличивает наработку НКТ. Средняя наработка данного исполнения НКТ составляет выше 1000 суток (для сравнения, наработка НКТ обычного исполнения составляет около 500 суток) [13].



Рисунок 12 – Насосно-компрессорная труба с покрытием majorpack

Необходимо отметить, что использование УЭЦН и ПЭД в коррозионностойком исполнении также увеличивает среднюю продолжительность работы скважины [14].

Кроме вышеперечисленных методов, на территории месторождений Западной Сибири встречаются следующие методы защиты от коррозии:

- Магнитные индукторы (на основе постоянных магнитов).
- Электроволновой излучатель.
- Внутрискважинный протектор коррозии (ВПК) в составе УЭЦН.
- Протекторы для защиты резьбовых соединений НКТ.
- Внутрискважинные протекторы из полимерных материалов для защита резьбовых соединений НКТ.

- Комплексная защита ГНО от коррозии (применение нескольких технологий защиты одновременно на одной скважине).

К методам удаления коррозии при эксплуатации УЭЦН будут относиться замена отказавшего или поврежденного коррозией узла погружного или наземного оборудования и внутрискважинный ремонт ЭК.

2.3. Обзор методов предотвращения отложений солей и коррозии скважинного оборудования

Предупреждающие методы полностью исключают или сводят к минимуму осложняющие факторы, однако эти методы необходимо применять на стадии реализации системы разработки месторождения. Для этого необходимо иметь полную информацию о геологии месторождения (состав пород и флюида), разработки месторождения, выполнить анализ причин возможных проявлений осложняющих факторов и их характер, дать прогнозную оценку негативного влияния осложняющих факторов на эксплуатацию механизированного фонда скважин.

Методы предупреждения солеотложения [5,8]:

Подготовка и использование для закачки в пласт высокоминерализованных вод, совместимых с пластовыми. При этом предотвращение солеотложения происходит за счет исключения или ограничения возможности смешения химически несовместимых вод. Решение проблемы обводнения продукции скважины заключается в использовании комплекса средств и методов для разобщения пластов в процессе строительства скважин и отключения обводнившихся пропластков, ограничения притока пластовых вод к добывающим скважинам и их движения в промытых дренируемых зонах продуктивного пласта. Селективная изоляция обводнившихся прослоев дает значительный эффект по снижению интенсивности солеотложения. На селективной основе разработано значительное количество водоизоляционных материалов. Однако не

существует общепризнанных критериев по их подбору и оценке области их эффективного применения с учетом особенностей эксплуатации объекта и свойств нефти в залежи. Не учитывается несовместимость применяемых изолирующих материалов с различными видами химического воздействия на пласт (например, с целью повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти и др.). Недостатки этого способа сопряжены со значительными затратами и сложностью его реализации. Это исключает или в значительной мере снижает интенсивность образования отложений неорганических солей.

Изменение ионного состава закачиваемой воды позволило многократно уменьшить капиталовложение на реализацию технологии. Суть метода заключается в удалении сульфат ионов из закачиваемой в пласт воды, использование вод из водоносного горизонта, закачка подтоварной воды.

Подбор режима работ скважин в диапазоне забойного давления и температуры весьма эффективный метод при больших пластовых давлениях и невысоких пластовых температурах. Этот метод эффективен для «молодых» месторождений и сложен реализации для месторождений на последних стадиях разработки. Для этих месторождений характерны невысокие пластовые давления и держать забойные давления выше давления насыщения нецелесообразно, так как уменьшается депрессия на пласт и, как следствие, приток к скважине. Ситуация может осложняться высокой пластовой температурой. Для недопущения превышения температуры ПЭД выше критической необходимо переводит скважину в условно-постоянный режим (УПР), что в свою очередь влечет за собой потери добычи нефти. Также могут возникнуть проблемы с выводом скважин на режим (ВНР) после ремонта. Вывод таких скважин необходимо производить в режиме УПР, в связи с этим запуск скважины по фонду переносится на более поздние сроки, что также влечет потери добычи нефти.

Защита ГНО методом закачки ингибитора солеотложений через систему поддержки пластового давления. Закачка ингибитора в нагнетательную скважину продолжается в течение месяца ежедневно или через день пачками

раствора объемом в 6 м^3 . Пласт работает как осреднительная емкость больших размеров, поэтому концентрация ингибитора, поступающего в добывающую скважину, независимо от залпового режима закачки более-менее постоянна. Закачиваемый в пласт ингибитор частично адсорбируется на поверхности породы, частично уносится потоком пластовых флюидов в зоны пласта, несклонные к солеотложению. С учетом общих потерь ингибитора на адсорбцию и унос в удаленные зоны, объем ингибитора для закачки берется в два – пять раз выше требуемого для поддержания условий ингибирования в солеотлагающих скважинах.

Адсорбированный на породе пласта ингибитор постепенно десорбируется с поверхности породы и поступает в добывающую скважину.

Закачиваемая в пласт вода может достигать добывающей скважины по наиболее проницаемым пропласткам в течение приблизительно первых десяти дней после закачки (для каждого из участков скорость продвижения жидкости индивидуальна). Реальную скорость продвижения жидкости определяют в ходе закачки трассирующих веществ (индикаторные закачки). Вслед за первым поступлением ингибитора к скважине подходит основной фронт закачиваемой воды с десорбированным ингибитором. Поступление ингибитора продолжается в течение 4–6 месяцев с момента начала работ. Достоинством данного метода являются защита всех четырех зон солеотложения, низкие эксплуатационные расходы, защита целой группы солеотлагающих скважин. Недостатками же большой расход ингибитора, невозможность проведения подготовительных работ сразу на всех скважинах участка, что снижает эффективность ингибирования, ограниченные условия применения – экономическая целесообразность только в зонах группового размещения солеотлагающих скважин.

Системы одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) и одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) встречаются довольно редко, связано это с большой металлоёмкостью и значительными капиталовложениями. Первоначальное назначение данных систем является обеспечение регулирования работы

одного пласта без нарушения режима другого. Поэтому использование ОРЭ и ОРЗ являются косвенным методом борьбы с отложением солей в скважинном оборудовании [5,14].

Что же касается методов предупреждения коррозионной активности, то они во многом схожи с методами предупреждения выпадения солей:

- Правильный выбор источника и организация подготовки водоснабжения для системы поддержания пластового давления (закачка воды из водоносного горизонта, закачка подтоварной воды, обескислороживание).
- Предупреждение смешивания различных типов вод – сероводородосодержащих с не содержащими сероводород в своем составе.
- Создание стабильных термодинамических условий работы оборудования.
- ОРЭ, ОРЗ.

Таблица 1 – Сводная таблица по технологиям борьбы с солеотложениями и коррозией

Технологии борьбы с солеотложениями и коррозией				
Осложнение	Последствия	Методы борьбы	Достоинства	Недостатки
Солеотложение	1. Уменьшение скин-фактора (засорение ПЗП и интервала перфорации) 2. Уменьшение диаметра ЭК, риск прихвата ГНО и повреждения оборудования при СПО. 3. Поверхность РО УЭЦН. Снижение РНХ УЭЦН, заклинание, слом вала. 4. НКТ. Повышаются потери напора УЭЦН на трение при подъеме скважинной жидкости, увеличиваются противодействия на устье	Постоянное дозирование ИС через СУДР	Экономичный расход реагента. Простота обслуживания.	Защищает только область УЭЦН и интервалы над ним
		Постоянное дозирование ИС через СУДР на приём насоса/интервал перфорации	Экономичный расход реагента. Простота обслуживания. Защита скважины от интервала перфорации до устья.	Дополнительные капиталовложения при монтаже и ремонте импульсной трубки.
		Периодическое дозирование ИС в затрубное пространство скважины.	Простота технологии. Защитой обеспечены три зоны солеотложения из четырёх	Повышенный и нестабильный расход реагента.
		Технология SQUEEZE-соли	Защита всех зон скважин начиная от ПЗП.	Риски затянувшегося ВНР. Простой скважины.
		Использование ПСК	Отсутствие затрат на обслуживание, 100% наличие ИС в скважине.	Период защиты ограничен объемом ПСК.
		Магнитные индуктора	Простота конструкции	Необходимость остановки скважины. Низкая эффективность.

Продолжение таблицы 1

Технологии борьбы с солеотложениями и коррозией				
Осложнение	Последствия	Методы борьбы	Достоинства	Недостатки
Коррозия	1. Корпус ПЭД, ГЗ и кабельная линия. Разгерметизация и отказ ПЭД по причине нарушения изоляции 2. Поверхность РО УЭЦН. Снижение РНХ УЭЦН. 3. Поверхности НКТ. Потеря подачи насоса из-за негерметичность НКТ, обрыв по элементам НКТ. 4. Внутренняя поверхность ЭК. Возможна разгерметизация ЭК и обводнение скважинной продукции. 5. Наземные коммуникации. Разливы нефти и аварийные остановки в результате появления свищей и порывов в арматуре или сборном коллекторе	Постоянное дозирование ИК через СУДР	Экономичный расход реагента. Простота обслуживания.	Защищает только область УЭЦН и интервалы над ним
		Постоянное дозирование ИК через СУДР на приём насоса/интервал перфорации	Экономичный расход реагента. Простота обслуживания. Защита скважины от интервала перфорации до устья.	Дополнительные капиталовложения при монтаже и ремонте импульсной трубки.
		Периодическое дозирование ИК в затрубное пространство скважины.	Простота технологии. Отсутствие затрат на ремонт СУДР	Повышенный и нестабильный расход реагента.
		Технология SQUEEZE-коррозия	Защита всех зон скважин начиная от ПЗП.	Риски затянувшегося ВНР. Простой скважины.
		Использование ПСК	Отсутствие затрат на обслуживание, 100% наличие ИК в скважине.	Период защиты ограничен объемом ПСК.
		Использование оборудования в КСИ	Высокая эффективность защиты скважинного оборудования	Высокая стоимость в сравнении с оборудованием обычного исполнения

3 АНАЛИЗ ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ И КОРРОЗИИ

Ингибитор – химический реагент, применяемый для предотвращения или замедления процессов, связанных с негативным влиянием отложений различных видов, а в снижении интенсивности коррозии или полного её предотвращения.

Сегодня ингибиторы являются одним из наиболее эффективных методов борьбы с осложняющими факторами при добычи нефти. Ингибиторы – дорогой способ защиты скважинного оборудования, но в то же время наиболее эффективный. Именно поэтому, правильный подбор ингибитора, а также подбор оптимального объема дозировки в скважину, являются необходимым операциями для достижения необходимого технологического и экономического эффекта.

3.1. Ингибиторы солеотложений

3.1.1. СОНСОЛ 2001 марки Б

Серия ингибиторов СОНСОЛ зарекомендовала себя на ряде месторождений Западной Сибири, в частности на месторождениях компании «xxx». Поставщик данной линейки ингибиторов солеотложений (ИС) является «Опытный завод Нефтехим», г.Уфа [15].

Данный продукт прошел входной контроль в физико-химической лаборатории нефтегазодобычи (таблица 2):

Таблица 2 – Лабораторный испытания ингибитора СОНСОЛ 2001 Марка Б

№	Наименование анализа (испытания)	Единица измерения	Наименование НД на метод испытания	Показатели качества продукта		
				Требования стандартов ТУ	Фактические результаты	Погрешность измерения
1	Внешний вид		п.5.3. ТУ на реагент	Однородная жидкость. Цвет не нормируется	Прозрачная бесцветная жидкость	
2	Водородный показатель (рН), не более	рН	п.5.4. ТУ на реагент	6.0-9,0	9,0	0,1
3	Температура застывания, не выше	°С	ГОСТ 20287-91 и п.5.5 ТУ на реагент	-50,0	-57,3	6,0
4	Плотность при 20 °С, в пределах	г/см ³	ГОСТ Р ИСО 3675-2007	0,900-1,500	1,046	0,001
5	Защитный эффект по карбонату кальция, при концентрации реагента 30 мг/дм ³ , не менее	%	п.5.6. ТУ на реагент	90,0	96,6	9,2
6	Кинематическая вязкость при 20 °С, не более	мм ² /с	ГОСТ 33-200 и п.5.7 ТУ на реагент	15,0	5,99	0,10
7	Скорость коррозии стали Ст3 в товарной форме реагента, при 20 °С, не более	мм/год	ГОСТ 9.506 и п.5.8. ТУ на реагент	0,125	0,017	0,027
8	Растворимость при 20 °С в минерализованной воде		п.5.9. ТУ на реагент	Растворимый	Растворимый	
9	Массовая доля активного вещества, не меньше	%	п.5.12. ТУ на реагент	15,0	27,7	0,3

По результатам испытания (Таблица 2) качество реагента соответствует требованиям ТУ 2458-025-00151816-2003 изм. №1-7. Продукт годен к применению.

Также ингибитор прошел лабораторные тестирования его эффективности на моделях попутно-добываемых вод в отношении предотвращения солеотложения (статический тест).

Эффективность реагента определялась по ингибированию выпадения карбоната кальция на модели хлоридно-кальциевой воды по п.4.10.2. МУК «Единые технические требования по основным классам химических реагентов» № П1-01.05 М-0044 версия 1.00. с заявленной в ТУ эффективностью не менее 90% [16]. Последовательность теста:

1. Приготовление раствора реагента путем растворения 100 мг реагента в небольшом количестве дистиллированной воды с последующим доведением объема раствора до 100 мл в мерной колбе, таким образом, чтобы в 1 мл полученного раствора содержался 1 мг реагента.

2. В серию колб емкостью 200-250 мл помещаются растворы хлористых солей в соответствующем количестве, добавляется требуемое количество реагента, затем в колбы приливается соответствующее количество раствора гидрокарбоната натрия для создания модельного раствора.

3. Пробы с реагентом и без него (холостая проба), термостатируются при исследуемой температуре 80 °С в течение 4 часов. После охлаждения пробы отфильтровывается выпавший осадок. Остаточное содержание в растворе катионов кальция определялось трилонометрическим титрованием.

Эффективность ингибирования (Э, %) рассчитывается по формуле:

$$\text{Э} = \frac{C_p - C_x}{C_0 - C_x} 100 \quad (5)$$

где C_x – содержание катионов кальция в «холостой» пробе, мг/л;

C_p – содержание катионов кальция в пробе с реагентом после термостатирования, мг/л;

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

Проводится два параллельных определения эффективности реагента при каждой дозировке. Рассчитывается среднее арифметическое из результатов параллельных измерений. Результаты тестов реагента «Сонсол 2001» (марка Б) (ТУ 2458-025-00151816-2003 с ИЗМ.№ 1 -7) на эффективность предотвращения выпадения карбоната кальция из модели хлоридно-кальциевой воды представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Эффективность предотвращения выпадения карбоната кальция

Реагент	Ионы	Модель хлоридно-кальциевой воды [16]
	Ca ²⁺	304 мг/дм ³
	Mg ²⁺	36 мг/дм ³
	Na ⁺	4790 мг/дм ³
	HCO ₃ ⁻	813 мг/дм ³
	Cl ⁻	7550 мг/дм ³
«Сонсол 2001» (марка Б)	Дозировка, мг/л	Эффективность ингибирования, %
	30,0	96,6
	25,0	96,6
	20,0	96,6
	15,0	89,7

Также проводились исследования совместимости ИС Сонсол 2001Б с растворами глушения: Определение совместимости проводилось визуальным методом, реагент дозировался в товарной форме непосредственно в раствор глушения, термостатирование при заданной температуре в течение 1 часа. Результаты испытаний совместимости ИС «Сонсол 2001» (марка Б) (ТУ 2458-025-00151816-2003 с изм.№ 1-7) с растворами глушения при температурах 20 и 90 °С представлены в таблице 4:

Таблица 4 – Совместимость ИС Сонсол 2001Б с растворами глушения

Наименование технологического раствора	Плотность раствора, г/см ³	Содержание ИС в растворе, % об.	Внешний вид смеси при 20 °С	Внешний вид смеси при 90 °С
Жидкость глушения на основе NaCl	1.02	1%	Прозрачный однородный раствор без осадка	Прозрачный однородный раствор без осадка
	1.12	1%	Прозрачный однородный раствор без осадка	Прозрачный однородный раствор без осадка
	1.18	1%	Прозрачный однородный раствор без осадка	Прозрачный однородный раствор без осадка
Жидкость глушения на основе CaCl ₂	1.02	1%	Раствор белый, мутный с осадком	Прозрачный раствор с хлопьевидным осадком белого цвета
	1.12	1%	Раствор мутный с белым осадком	Прозрачный раствор с осадком серо-белого цвета
	1.18	1%	Полупрозрачный раствор с белым осадком	Прозрачный раствор с осадком бежевого цвета

ИС «Сонсол 2001» (марка Б) с растворами глушения на основе хлорида натрия и хлорида кальция, образует однородную слабую дисперсию, совместим при содержании в растворах глушения минимального количества ионов железа.

Исследование совместимости ингибитора солейотложений с базовыми деэмульгаторами.

Влияние ингибитора солейотложения на процесс деэмульсации проводился в соответствии с Методическими Указаниями Компании ОАО «ПК «Роснефть» № П1-01.05 М-0044 «Единые технические требования по основным классам химических реагентов» [16]. Процесс деэмульсации проводился на искусственно приготовленной водонефтяной эмульсий с использованием нефти Вахского месторождения.

Концентрация деэмульгатов – 20 мг/дм³

Дозировка ингибитора – 30 мг/дм³.

Температура термостатирования – 40 °С.

Объём выделяющейся воды из водонефтяной эмульсии (ВНЭ) фиксировали через определённые промежутки времени после начала термостатирования. Результаты испытаний представлены в таблице 5:

Таблица 5 – Совместимость ИС Сонсол 2001Б с различными деэмульгаторами

Состав	Количество выделившееся из ВНЭ воды в % за время, мин				
	15	30	45	60	120
ВНЭ	0,0	0,0	0,0	0,0	6,7
ВНЭ + «СНПХ 4315» - (20мг/дм ³)	10,0	23,3	26,7	30,0	40,0
ВНЭ + «Реапон ИК-2» - (20мг/дм ³)	10,0	16,7	40,0	46,7	60,0
ВНЭ + «Unidem S 301» - (20мг/дм ³)	16,7	23,3	36,7	46,7	60,0
ВНЭ + «СНПХ 4315» - (20мг/дм ³) + «Сонсол 2001» (марка Б) (30 мг/дм ³)	10,0	16,7	33,3	46,7	60,0
ВНЭ + «Реапон ИК-2» - (20мг/дм ³) + «Сонсол 2001» (марка Б) (30 мг/дм ³)	10,0	16,7	36,7	46,7	53,3
ВНЭ + «Unidem S 301» - (20мг/дм ³) + «Сонсол 2001» (марка Б) (30 мг/дм ³)	16,7	20,0	36,7	50,0	60,0

ИС «Сонсол 2001» (марка Б) не оказывает отрицательного влияния на глубину разделения эмульсии и на динамику водоотделения в присутствии базового деэмульгатора.

В ходе лабораторных испытаний установлено, что ИС «Сонсол 2001» (марка Б) (ТУ 2458-025-00151816-2003 с изм.№ 1-7):

- показал высокую (96,6%) эффективность ингибирования по карбонату кальция;
- совместим с растворами глушения на основе хлорида натрия и кальция при минимальном содержании ионов железа;
- в регламентированных дозировках не оказывает отрицательного влияния на эффективность работы штатного деэмульгатора.

На основании вышеперечисленных исследований данный реагент проходил опытно-промышленное испытание (ОПИ) на месторождении «В». Характеристика попутно добываемой воды на данном месторождении представлена в таблице 6:

Таблица 6 – Характеристика попутно добываемой воды месторождения «В»

Параметр		Значение
Месторождение		«В»
Обводненность, %		90
Состав воды, мг/л	Ca ²⁺	2204
	Mg ²⁺	292
	Na ⁺	20371
	Cl ⁻	35958
	SO ₄ ²⁻	0
	HCO ₃ ⁻	1129
	CO ₃ ²⁻	0
	Ba ²⁺	547
	Fe	0
Общая минерализация воды, г/л		54691
H ₂ S в вод, мг/л		1,4
CO ₂ в вод, мг/л		95
КВЧ, мг/л		30,2
Т объекта, °С		60
Объем обрабатываемой жидкости/объем раствора и т.д., т/м ³		120-251

Характеристики выбранных скважин для проведения ОПИ:

Обоснованием для выбора скважин для проведения ОПИ являются отказы оборудования по причине «солеотложение» и/или наличие твердых отложений при разборе и дефектации узлов УЭЦН:

- Скважина «1» – по результатам постоянно-действующей комиссии (ПДК) два отказа по причине «солеотложение». Среднее содержание карбонатов при разборе и дефектации узлов УЭЦН 59% (по пяти отказам УЭЦН). До проведения ОПИ проводились периодические закачки базового ИС с периодичностью 1 раз в 14 дней;

- Скважина «2» – по результатам ПДК отказов по причине «солеотложение» нет. Среднее содержание карбонатов при разборе и дефектации узлов УЭЦН 47%, баритов – 39% (по трем отказам УЭЦН). До проведения ОПИ проводились периодические закачки базового ИС с периодичностью 1 раз в 14 дней;

- Скважина «3» – по результатам ПДК один отказ по причине «солеотложение». Среднее содержание карбонатов при разборе и дефектации

узлов УЭЦН 55% (по двум отказам УЭЦН). До проведения ОПИ проводились периодические закачки базового ИС с периодичностью 1 раз в 14 дней;

- Скважина «4» – по результатам ПДК отказов по причине «солеотложение» нет. Среднее содержание карбонатов при разборе и дефектации узлов УЭЦН 62% (по трем отказам УЭЦН). До проведения ОПИ проводилась закачка базового ИС с периодичностью 1 раз в 14 дней.

- Скважина «5» – по результатам ПДК один отказ по причине «солеотложение». Среднее содержание карбонатов при разборе и дефектации узлов УЭЦН 27% (один отказ УЭЦН после зарезки бокового ствола (ЗБС)). До проведения ОПИ проводились периодические закачки базового ИС с периодичностью 1 раз в 14 дней;

- Скважина «6» – по результатам ПДК один отказ по причине «солеотложение». Среднее содержание карбонатов при разборе и дефектации узлов УЭЦН 55%% (по пяти отказам УЭЦН). До проведения ОПИ проводились периодические закачки базового ИС с периодичностью 1 раз в 14 дней;

- Скважина «7» – по результатам ПДК один отказ по причине «солеотложение». Среднее содержание карбонатов при разборе и дефектации узлов УЭЦН 84% (по одному отказу УЭЦН). До проведения ОПИ проводились периодические закачки базового ИС с периодичностью 1 раз в 14 дней.

ОПИ проводилось в два этапа. Первый период проводился в течение 90 суток с дозировкой реагента 20 г/м^3 , второй период проводился в течение 90 суток с дозировкой реагента 15 г/м^3 .

Расходы реагента во время проведения ОПИ указаны в таблице 7:

Таблица 7 – Расход реагента

Объект, скважина	Q, м3/сут	Технология подачи	Расход, кг			
			Ударная дозировка, 3 суток	1 этап, кг	2 этап, кг	Итого
«1»	21,3	МБРХ периодическое дозирование в товарной форме	0	35,8	26,8	62,6
«3»	15,8	МБРХ периодическое дозирование в товарной форме	0	26,5	19,8	46,3
«5»	11,2	МБРХ периодическое дозирование 10% водном растворе	0	18,8	14,1	32,9
«6»	6,4	МБРХ периодическое дозирование 10% водном растворе	0	10,8	8,1	18,8
«7»	11,6	МБРХ периодическое дозирование 10% водном растворе	0	19,5	14,6	34,2
«2»	145,7	СУДР постоянное дозирование	43,7	244,8	183,6	428,4
«4»	174,4	СУДР постоянное дозирование	52,3	293,1	219,8	512,9
			96,0	649,1	486,9	1136

По результатам первого этапа ОПИ выявлено, что при технологии постоянного дозирования (СУДР) остаточное содержание ингибитора в попутно-добываемой воде в среднем составило – 18,9 мг/дм³, а среднее значения защитного эффекта составило 96,9% и рассчитывалось по формуле 6:

$$\mathcal{E}_{\text{опи}} = \frac{C_0 - C_{\text{нагр}}}{C_0} 100 \quad (6)$$

где $C_{\text{нагр}}$ – содержание катионов кальция в пробе с реагентом после нагревания, мг/л;

C_0 – содержание катионов кальция в пробе с реагентом до нагревания, мг/л.

По технологии периодического дозирования среднее значение остаточного ингибитора в попутно-добываемой воде составило – 31,3 мг/дм³, а среднее значения защитного эффекта 94,1%.

По результатам второго этапа ОПИ выявлено, что при технологии постоянного дозирования остаточное содержание ингибитора в попутно-добываемой воде в среднем составило – 10,84 мг/дм³, а среднее значения защитного эффекта составило 85%.

По технологии периодического дозирования среднее значение остаточного ингибитора в попутно-добываемой воде составило – 11,35 мг/дм³, а среднее значения защитного эффекта 84,9%.

Оценка критериев эффективности ИС Сонсол 2001Б представлена в таблице 8

Таблица 8 – Оценка ОПИ ИС Сонсол 2001Б по показателям эффективности

№	Критерий оценки	Ед. изм.	Количественные и качественные показатели	Результат для 20 г/м ³	Результат для 15 г/м ³
1	Эффективность защиты от солеотложений	%	Не ниже 90%	94,1/96,9 (критерий выполнен)	84,9/85 (критерий не выполнен)
2	Отсутствие отказов оборудования по причине солеотложений за период ОПИ	кол-во (шт.)	Отсутствие отказов	Отсутствие отказов (критерий выполнен)	Отсутствие отказов (критерий выполнен)
3	Отсутствие операций по удалению солеотложений за период ОПИ	кол-во (шт.)	Отсутствие операций	Отсутствие операций (критерий выполнен)	Отсутствие операций (критерий выполнен)
4	Динамика содержания солеобразующих ионов в попутно-добываемой воде	кол-во (шт.)	Качественный показатель (увеличение содержания катионов образующих трудно растворимые соли)	Отсутствие показателей	Уменьшение содержания катионов (критерий не выполнен)

Ингибитор солеотложений Сонсол 2001 (марка Б) рекомендуется к промышленному применению на объектах со схожими характеристиками попутно добываемой воды (таблица б) для защиты от солеотложений

внутрискважинного оборудования с минимальной эффективной дозировкой не менее 20 г/м^3 , возможно снижение дозировки до $17-18 \text{ г/м}^3$ по результатам мониторинга в процессе промышленного применения.

3.1.2. СНПХ-5317

Ингибитор СНПХ-5317 предназначен для защиты нефтепромыслового оборудования от отложений сульфата бария в водах высокой минерализации, а также карбоната и сульфата кальция. Ингибитор СНПХ-5317 является коррозионно не агрессивным по отношению к металлу нефтепромыслового оборудования. Производится фирмой ОАО «Уруссинский химический завод».

Данный продукт прошел входной контроль в физико-химической лаборатории нефтегазодобычи (табл.9):

Таблица 9 – Лабораторный испытания ингибитора СНПХ-5317

№	Наименование анализа (испытания)	Единица измерения	Наименование НД на метод испытания	Показатели качества продукта		
				Требования стандартов ТУ	Фактические результаты	Погрешность измерения
1	Внешний вид		п.5.3. ТУ на реагент	Однородная жидкость от бесцветного до желтого или коричневого цвета	Однородная жидкость желто-коричневого цвета	
2	Водородный показатель (рН), не более	рН	п.5.4. ТУ на реагент	8.0-10,0	9,3	0,1
3	Температура застывания, не выше	°С	п.5.5 ТУ на реагент	-55,0	-56,5	6,0
4	Плотность при 20 °С, в пределах	г/см ³	ГОСТ Р ИСО 3675-2007	1,030-1,080	1,057	0,001
5	Кинематическая вязкость при 20 °С, не более	мм ² /с	ГОСТ 33-200 и п.5.7 ТУ на реагент	20,0	5,22	0,09
6	Скорость коррозии стали Ст3 в товарной форме реагента, не более	г/(м ³ •год)	п.5.9. ТУ на реагент	0,020	0,019	0,027
7	Эффективность действия ингибитора при удельном расходе 25 мг/дм ³ , -сульфата кальция, не менее -карбоната кальция, не менее	%	п.5.8. ТУ на реагент	90 90	90,1 91,3	9,2 9,2
8	Массовая доля активного вещества, не меньше	%	п.5.7. ТУ на реагент	20,0	24,1	1,4

Согласно таблице качество реагента соответствуют требованиям ТУ 2485-335-05765670-2008 с изм. 1, 2, 3. Продукт годен к применению.

Эффективность реагента определялась по ингибированию выпадения карбоната кальция на модели хлоридно-кальциевой воды по п.4.10.2. МУК «Единые технические требования по основным классам химических реагентов» № П1-01.05 М-0044 версия 1.00. [16] с заявленной в ТУ эффективностью не менее 90%). Технология проведения исследования описана в главе 3.1.1.

Результаты тестов реагента СНПХ-5317 на эффективность предотвращения выпадения карбоната кальция из модели хлоридно-кальциевой воды представлены в таблице 10:

Таблица 10 – Эффективность предотвращения выпадения карбоната кальция

Реагент	Ионы	Модель хлоридно-кальциевой воды [16]
	Ca ²⁺	304 мг/дм ³
	Mg ²⁺	36 мг/дм ³
	Na ⁺	4790 мг/дм ³
	HCO ₃ ⁻	813 мг/дм ³
	Cl ⁻	7550 мг/дм ³
«СНПХ-5317»	Дозировка, мг/л	Эффективность ингибирования, %
	30,0	91,5
	25,0	91,5
	20,0	88,1

Результаты испытания совместимости ИС СНПХ-5317 с растворами глушения при температурах 20 и 90 °С представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Совместимость ИС СНПХ-5317 с растворами глушения

Наименование технологического раствора	Плотность раствора, г/см ³	Содержание ИС в растворе, % об.	Внешний вид смеси при 20 °С	Внешний вид смеси при 90 °С
Жидкость глушения на основе NaCl	1.02	1%	Прозрачный однородный раствор	Прозрачный однородный раствор
	1.12	1%	Прозрачный однородный раствор	Прозрачный однородный раствор
	1.18	1%	Прозрачный однородный раствор	Прозрачный однородный раствор
Жидкость глушения на основе CaCl ₂	1.02	1%	Прозрачный раствор с хлопьевидным осадком молочного цвета	Прозрачный раствор с хлопьевидным осадком молочного цвета
	1.12	1%	Прозрачный раствор с хлопьевидным осадком молочного цвета	Прозрачный раствор с хлопьевидным осадком молочного цвета
	1.18	1%	Прозрачный раствор с хлопьевидным осадком молочного цвета	Прозрачный раствор с хлопьевидным осадком молочного цвета

Ингибитор СНПХ-5317 совместим с раствором глушения на основе хлорида натрия. С раствором глушения на основе хлорида кальция, ИС СНПХ-5317 образует хлопьевидный осадок, в связи с чем не рекомендуется применение на объектах в присутствии данной жидкости глушения.

Влияние ингибитора солеотложения на процесс деэмульсации проводился в соответствии с Методическими Указаниями Компании ОАО «ПК «Роснефть» № П1-01.05 М-0044 «Единые технические требования по основным классам химических реагентов» [16]. Процесс деэмульсации проводился на искусственно приготовленной водонефтяной эмульсии с использованием нефти Советского месторождения.

Исходная обводненность эмульсии – 30%;

Концентрация деэмульгатов – 20 мг/дм³

Дозировка ингибитора – 30 мг/дм³;

Температура термостатирования – 40 °С.

Объём выделяющейся воды из водонефтяной эмульсии (ВНЭ) фиксировали через определённые промежутки времени после начала термостатирования. В качестве деэмульгатора использовали Акватек 600Д. Результаты испытаний представлены в таблице 12:

Таблица 12 – Совместимость ИС СНПХ-5317 с различными деэмульгатором

Состав	Количество выделившееся из ВНЭ воды в % за время, мин				
	15	30	45	60	120
ВНЭ	80,0	80,0	82,5	85,0	87,5
ВНЭ + «Акватек 600Д» - (20мг/дм ³)	82,5	82,5	85,0	85,0	87,5
ВНЭ + «Акватек 600Д» - (20мг/дм ³) + «СНПХ-5317» (30 мг/дм ³)	85,0	87,5	87,5	87,5	87,5

Из таблицы видно, что реагент СНПХ-5317 не оказывает отрицательного влияния на глубину разделения эмульсии и на динамику водоотделения в присутствии базового деэмульгатора.

В ходе лабораторных испытаний установлено, что ИС «СНПХ-5317» (ТУ 2458-335-05765670-2008 с изм.№ 1-2):

- Эффективен по показателю ингибирования по карбонату кальция: 91,5% при дозировке 30 г/м³, 91,5% при дозировке 25 г/м³;
- Совместим с растворами глушения на основе хлорида натрия, не рекомендован к применению на объектах в присутствии жидкости глушения на основе хлорида кальция;
- в регламентированных дозировках не оказывает отрицательного влияния на эффективность работы штатного деэмульгатора.

На основании вышеперечисленных исследований данный реагент проходил опытно-промышленное испытание (ОПИ) на нефтяном месторождении «В».

Характеристики выбранных скважин для проведения ОПИ:

- Скважина «8» – по результатам ПДК отказов по причине «солеотложение» нет. Среднее содержание карбонатов при разборе и

дефектации узлов УЭЦН 45% (по трем отказам УЭЦН). До проведения ОПИ проводились периодические закачки базового ИС с периодичностью 1 раз в 14 дней;

- Скважина «9» – по результатам ПДК один отказ по причине «солеотложение». Среднее содержание карбонатов при разборе и дефектации узлов УЭЦН 47% (по одному отказу УЭЦН). До проведения ОПИ проводились периодические закачки базового ИС с периодичностью 1 раз в 14 дней;

- Скважина «10» – по результатам ПДК отказов по причине «солеотложение» нет. Среднее содержание карбонатов при разборе и дефектации узлов УЭЦН 41% (по двум отказам УЭЦН). До проведения ОПИ проводились периодические закачки ИС с периодичность 1 раз в 14 дней.

- Скважина «11» – по результатам ПДК один отказ по причине «солеотложение». Среднее содержание карбонатов при разборе и дефектации узлов УЭЦН 41% (по двум отказам УЭЦН). До проведения ОПИ проводились периодические закачки базового ИС с периодичностью 1 раз в 14 дней.

- Скважина «12» – по результатам ПДК один отказ по причине «солеотложение». Среднее содержание карбонатов при разборе и дефектации узлов УЭЦН 57%, баритов 93% (по шести отказам УЭЦН). До проведения ОПИ проводились периодические закачки базового ИС с периодичностью 1 раз в 14 дней;

- Скважина «13» – по результатам ПДК один отказ по причине «солеотложение». Среднее содержание карбонатов при разборе и дефектации узлов УЭЦН 57% (по двум отказам УЭЦН). До приведения ОПИ проводились периодические закачки базового ИС с периодичностью 1 раз в 14 дней;

- Скважина «14» – по результатам ПДК один отказ по причине «солеотложение». Среднее содержание карбонатов при разборе и дефектации узлов УЭЦН 72% (по одному отказу УЭЦН после зарезки бокового ствола (ЗБС)). До проведения ОПИ проводились периодические закачки базового ИС с периодичностью 1 раз в 14 дней.

ОПИ проводилось в два этапа. Первый период проводился в течение 90 суток с дозировкой реагента 20 г/м³, второй период проводился в течение 90 суток с дозировкой реагента 15 г/м³. Постоянное дозирование производилось в товарной форме (ударные дозировки в течение трех суток – 100 г/м³).

Расходы реагента во время проведения ОПИ указаны в таблице 13:

Таблица 13 – Расход реагента СНПХ-5317

Объект, скважина	Q, м3/сут	Технология подачи	Расход, кг			
			Ударная дозировка, 3 суток	1 этап, кг	2 этап, кг	Итого
«10»	16,2	МБРХ периодическое дозирование в товарной форме	0	34,0	27,2	61,2
«11»	17,4	МБРХ периодическое дозирование в товарной форме	0	36,5	29,2	65,7
«9»	5,1	МБРХ периодическое дозирование 10% водном растворе	0	10,8	8,6	19,4
«13»	5,0	МБРХ периодическое дозирование 10% водном растворе	0	12,6	10,0	22,6
«14»	6,3	МБРХ периодическое дозирование 10% водном растворе	0	13,2	10,6	23,8
«8»	31,5	СУДР постоянное дозирование	9,5	80,3	56,7	137,0
«12»	19,4	СУДР постоянное дозирование	5,8	49,6	35,0	84,6
			15,3	237,0	177,3	414,3

По итогам первого этапа ОПИ при дозировке СНПХ-5317 25 г/м³ сделаны следующие выводы:

- зафиксирована одна остановка по фонду (скважина 2525, причина отказа по ПДК – негерметичность НКТ).
- отсутствуют остановки по причинам «Защита от перегрева» и «Защита от срыва подачи».

- применительно к технологии постоянного дозирования (СУДР) остаточное содержание ингибитора в попутно-добываемой воде в среднем составило – 19 мг/дм³, среднее значение защитного эффекта 95,7%;
- при периодическом дозировании посредством МБРХ среднее значение остаточного содержания ингибитора в попутно-добываемой воде составило – 30,6 мг/дм³, среднее значение защитного эффекта 95,9%;
- отказы оборудования по причине солеотложения на скважинах в период 1 этапа ОПИ отсутствуют.
- операции по удалению солеотложений на скважинах в период 1 этапа ОПИ не проводились.

По итогам второго этапа ОПИ при дозировке СНПХ-5317 25 г/м³ сделаны следующие выводы:

- зафиксированы две остановки по фонду (скважина «8», причина отказа по ПДК – брак ремонта кабельно линии и скважине «11», причина по ПДК – брак ремонта гидрозащиты);
- Зафиксирован осложнённый подрыв УЭЦН при ТРС на скважине «8» – подрыв с расхаживание до 33 тонн после установки соляно-кислотной ванны (СКВ).
- отсутствуют остановки по причинам «Защита от перегрева» и «Защита от срыва подачи».
- применительно к технологии постоянного дозирования (СУДР) остаточное содержание ингибитора в попутно-добываемой воде в среднем составило – 8,43 мг/дм³, среднее значение защитного эффекта 82,2%;
- при периодическом дозировании посредством МБРХ среднее значение остаточного содержания ингибитора в попутно-добываемой воде составило – 7,88 мг/дм³, среднее значение защитного эффекта 81,7%;
- отказы оборудования по причине солеотложения на скважинах в период 1 этапа ОПИ отсутствуют.

- операции по удалению солеотложений на скважинах в период 1 этапа ОПИ не проводились.

Оценка критериев эффективности ИС СНПХ-5317 представлена в таблице 14

Таблица 14 – Оценка ОПИ ИС по показателям эффективности

№	Критерий оценки	Ед. изм.	Количественные и качественные показатели	Результат для 20 г/м ³	Результат для 15 г/м ³
1	Эффективность защиты от солеотложений	%	Не ниже 90%	95,7/95,9 (критерий выполнен)	81,1/82,2 (критерий не выполнен)
2	Отсутствие отказов оборудования по причине солеотложений за период ОПИ	кол-во (шт.)	Отсутствие отказов	Отсутствие отказов (критерий выполнен)	Отсутствие отказов (критерий выполнен)
3	Отсутствие операций по удалению солеотложений за период ОПИ	кол-во (шт.)	Отсутствие операций	Отсутствие операций (критерий выполнен)	Установка кислотной ванны на скважине «8» при ТРС (критерий не выполнен)
4	Динамика содержания солеобразующих ионов в попутно-добываемой воде	кол-во (шт.)	Качественный показатель (увеличение содержания катионов образующих трудно растворимые соли)	Отсутствие показателей	Уменьшение содержания катионов (критерий не выполнен)

Ингибитор солеотложений СНПХ-5317 рекомендуется к промышленному применению на объектах со схожими характеристиками попутно добываемой воды (таблица 6) для защиты от солеотложений внутрискважинного оборудования с минимальной эффективной дозировкой не менее 25 г/м³.

3.1.3. АЗОЛ 3010 (Марка А)

Реагент Азол 3010 ингибитор отложений сульфатов и карбонатов представляет собой композицию аминометиленфосфонатов в водометанольном растворе. Азол 3010 предназначен для применения в качестве ингибитора отложений [17]:

- труднорастворимых солей кальция, магния;
- бария в нефтепромысловом оборудовании при добыче нефти;

Реагент Азол 3010 действует, блокируя активные центры кристаллизации труднорастворимых солей. Он эффективно предотвращает образование отложений как карбонатов кальция и магния, так и сульфата кальция. Производителем данной продукции является ОАО «Котласский химический завод».

Данный продукт прошел входной контроль в физико-химической лаборатории нефтегазодобычи (таблица 15):

Таблица 15 – Лабораторный испытания ингибитора АЗОЛ 3010А

№	Наименование анализа (испытания)	Единица измерения	Наименование НД на метод испытания	Показатели качества продукта		
				Требования стандартов ТУ	Фактические результаты	Погрешность измерения
1	Внешний вид		ТУ 2458-048-00205423-2013	Жидкость от светло-желтого до тёмно-коричневого цвета	Подвижная жидкость коричневого цвета	
2	Температура застывания, не выше	°С	ТУ 2458-048-00205423-2013	-50,0	-58,0	6,0
3	Плотность при 20 °С, в пределах	г/см ³	ТУ 2458-048-00205423-2013	0,893-0,987	0,957	0,001
4	Кинематическая вязкость при 20 °С, не более	мм ² /с	ТУ 2458-048-00205423-2013	20,0	6,54	0,11
5	Растворимость ингибитора в модельном водно-солевом растворе		ТУ 2458-048-00205423-2013	Водорастворимый/самодиспергируемый	0,019	0,027
6	Защитное действие ингибитора в модельной минерализованной среде, содержащей растворённые СО ₂ , не менее	%	ТУ 2458-048-00205423-2013	90	92	10
7	Массовая доля не летучих веществ (активной основы)	%	ТУ 2458-048-00205423-2013	22,0-27,0	22,3	0,6

Согласно таблице качество реагента соответствуют требованиям ТУ 2458-048-00205423-2013. Продукт годен к применению.

Эффективность реагента определялась по ингибированию выпадения карбоната кальция на модели хлоридно-кальциевой воды по п.4.10.2. МУК «Единые технические требования по основным классам химических реагентов» № П1-01.05 М-0044 версия 1.00. [16] с заявленной в ТУ эффективностью не менее 90%). Технология проведения исследования описана в главе 3.1.1.

Результаты тестов реагента АЗОЛ 3010А на эффективность предотвращения выпадения карбоната кальция из модели хлоридно-кальциевой воды представлены в таблице 16:

Таблица 16 – Эффективность предотвращения выпадения карбоната кальция

Реагент	Ионы	Модель хлоридно-кальциевой воды [16]
	Ca ²⁺	304 мг/дм ³
	Mg ²⁺	36 мг/дм ³
	Na ⁺	4790 мг/дм ³
	HCO ₃ ⁻	813 мг/дм ³
	Cl ⁻	7550 мг/дм ³
«АЗОЛ 3010» (марка А)	Дозировка, мг/л	Эффективность ингибирования, %
	30,0	91,3
	20,0	90,3

Результаты испытания совместимости ИС АЗОЛ 3010А с растворами глушения при температурах 20 и 90 °С представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Совместимость ИС АЗОЛ 3010А с растворами глушения

Наименование технологического раствора	Плотность раствора, г/см ³	Содержание ИС в растворе, % об.	Внешний вид смеси при 20 °С	Внешний вид смеси при 90 °С
Жидкость глушения на основе NaCl	1.02	1%	Однородный мутный раствор	Однородный мутный раствор
	1.12	1%	Однородный мутный раствор	Однородный мутный раствор
	1.18	1%	Однородный мутный раствор	Однородный мутный раствор
Жидкость глушения на основе CaCl ₂	1.02	1%	Однородный мутный раствор	Однородный мутный раствор
	1.12	1%	Однородный мутный раствор	Однородный мутный раствор
	1.18	1%	Однородный мутный раствор	Однородный мутный раствор

ИС АЗОЛ 3010 (марка А) с растворами глушения на основе хлорида натрия и хлорида кальция, образует однородную слабую дисперсию, совместим при содержании растворами глушения минимального количества ионов железа.

Влияние ингибитора солеотложения на процесс деэмульсации проводился в соответствии с Методическими Указаниями Компании ОАО «ПК «Роснефть» № П1-01.05 М-0044 «Единые технические требования по основным классам химических реагентов» [16]. Процесс деэмульсации проводился на искусственно приготовленной водонефтяной эмульсии с использованием нефти месторождения «В».

Концентрация деэмульгатора «Акватек 600» (Марка А) – 20 мг/дм³;

Дозировка ингибитора – 30 мг/дм³;

Температура термостатирования – 40 °С.

Объём выделяющейся воды из водонефтяной эмульсии (ВНЭ) фиксировали через определённые промежутки времени после начала термостатирования.

Результаты испытаний представлены в таблице 18:

Таблица 18 – Совместимость ИС АЗОЛ 3010А с базовым деэмульгатором

Состав	Количество выделившееся из ВНЭ воды в % за время, мин				
	15	30	45	60	120
ВНЭ	0,0	0,0	0,0	<5	<5
ВНЭ + «Акватек 600А» - (20мг/дм ³)	42	55	68	82	98
ВНЭ + «Акватек 600А» - (20мг/дм ³) + «АЗОЛ 3010А» (30 мг/дм ³)	38	52	70	78	98

Из таблицы видно, что реагент АЗОЛ 3010 (марка А) не оказывает отрицательного влияния на глубину разделения эмульсии и на динамику водоотделения в присутствии базового деэмульгатора.

В ходе лабораторных испытаний установлено, что ИС «АЗОЛ 3010А» (ТУ 2458-044-00205423-2012 с изм.№ 1-2):

- Эффективен по показателю ингибирования по карбонату кальция: 91,3% при дозировке 30 г/м³, 90,3% при дозировке 20 г/м³;
- Совместим с растворами глушения на основе хлорида натрия и кальция при минимальном содержании ионов железа;
- В регламентированных дозировках не оказывает отрицательного влияния на эффективность работы штатного деэмульгатора.

На основании вышеперечисленных исследований данный реагент проходил опытно-промышленное испытание (ОПИ) на нефтяном месторождении «В».

Характеристики выбранных скважин для проведения ОПИ:

- Скважины «15» и «16» обустроены дозировочной установкой, обеспечивающее постоянную закачку ИС.;
- Скважины «17», «18», «19», «20» и «21» на период проведения ОПИ закачка производилась в затрубное пространство насосным агрегатом ЦА-320.

ОПИ проводилось в один этап с дозировкой реагента 30 г/м³. Постоянное дозирование производилось в товарной форме (ударные дозировки в течение трех суток – 100 г/м³).

Расходы реагента во время проведения ОПИ указаны в таблице 19:

Таблица 19 – Расход реагента АЗОЛ 3010А

Объект, скважина	Q, м ³ /сут	Технология подачи	Расход, кг		
			Ударная дозировка, 3 суток	1 этап, кг	Итого
«20»	18,9	МБРХ периодическое дозирование в товарной форме	0	40,0	40,0
«18»	6,9	МБРХ периодическое дозирование в товарной форме	0	40,0	40,0
«19»	33,1	МБРХ периодическое дозирование в товарной форме	0	40,0	40,0
«16»	177,5	СУДР постоянное дозирование	53,3	159,0	212,3
«15»	222,8	СУДР постоянное дозирование	66,9	207,0	297,9
«17»	86,2	МБРХ периодическое дозирование в товарной форме	0	70,8	70,8
«21»	22,1	МБРХ периодическое дозирование в товарной форме	0	40,0	40,0
			120,2	620,8	741,0

По итогам ОПИ при дозировке АЗОЛ 3010 (Марка А) 30 г/м³ сделаны следующие выводы:

- Применительно к технологии постоянного дозирования (СУДР) остаточное содержание ингибитора в попутно-добываемой воде в среднем составило – 12,9 мг/дм³;
- При периодическом дозировании посредством МБРХ среднее значение остаточного содержания ингибитора в попутно-добываемой воде составило – 54,6 мг/дм³. Следует отметить, что минимальные значения концентрации ингибитора прослеживается в попутно-добываемой воде на третий и последующие дни после закачки по периодической технологии МБРХ.
- отказы оборудования по причине солеотложения на скважинах в период ОПИ отсутствуют.

- операции по удалению солеотложений на скважинах в период ОПИ не проводились.

На основании вышеизложенного, ингибитор солеотложений АЗОЛ 3010 (марка А) рекомендуется к промышленному применению на объектах со схожими характеристиками попутно добываемой воды (таблица 6) для защиты от солеотложений в скважинном оборудовании:

1. С применением технологии постоянного дозирования посредством с рабочей дозировкой 30 г/м^3 ; возможно снижение дозировки ингибитора до $25-20 \text{ г/м}^3$ но итогам мониторинга в процессе промышленного применения;

2. Для технологии периодического дозирования с дозировкой 30 г/м^3 и уменьшением периодичности закачек с 7 до 4-5 дней.

3.2. Ингибиторы коррозии

3.2.1 Ипроден К-1 (Марка А)

Ипроден К-1 является вододиспергируемым веществом. Применяется для антикоррозионной защиты нефтепромыслового оборудования систем сбора нефти и утилизации сточных вод. Представляет собой смесь поверхностно-активных веществ в спирто-углеводородном растворителе. Производится фирмой ООО «Экспериментальный завод «Нефтехим» [18].

Перед началом ОПИ, образцы реагента прошли входной контроль в лаборатория физико-химических технологий нефтедобычи ООО «ЮНГ-Нефтехимсервис». Согласно Акту входного контроля ингибитор коррозии «ИПРОДЕН К-1 (марка А)» соответствует показателям, заявленным в ТУ 2458-003-45305665-2007с изм. 1-5 (Таблица 20).

Таблица 20 – Лабораторный испытания ингибитора Ипроден К-1 марка А

№ п/п	Наименование анализа (испытания)	Единица измерения	Наименование НД на метод испытания	Показатели качества продукта	
				Требования стандартов ТУ	Фактические результаты
1	Внешний вид		ТУ 2458-003-45305665-2007 с изм.1-5	Однородная жидкость от светло-желтого до тёмно-коричневого цвета	Однородная жидкость тёмно-коричневого цвета
2	Температура застывания, не выше	°С	ГОСТ 20287, метод Б	-50,0	-57,5
3	Плотность при 20 °С, в пределах	г/см ³	ТУ 2458-003-45305665-2007 с изм.1-5	0,913±0,040	0,881
4	Защитное действие при концентрации ингибитора 50 мг/дм ³ в условиях углекислотной коррозии, не менее	%	ТУ 2458-003-45305665-2007 с изм.1-5	90,0	90,0
5	Кинематическая вязкость -при 20 °С, не более -при минус 40 °С, не более	мм ² /с	ТУ 2458-003-45305665-2007 с изм.1-5	Не более 20 Не более 500	4,1 35,63
6	Коррозионная агрессивность товарной формы ингибитора на Ст3 при 20 °С, не выше	г/м ² •час	ГОСТ 9.502 ГОСТ 9.506	0,125	0,039
7	Растворимость при 20 °С -в минерализованной воде -в нефти		ТУ 2458-003-45305665-2007 с изм.1-5	Диспергируемый Растворимый	Диспергируемый Растворимый
8	Массовая доля активного вещества, не меньше	%	ТУ 2458-003-45305665-2007 с изм.1-5	42±8	46,9

Согласно таблице качество реагента соответствуют требованиям ТУ 2458-003-45305665-2007. Продукт годен к применению.

Оценка эффективности ингибирования проводится по снижению коррозионной агрессивности среды и остаточных скоростей коррозии как общей, так и локализованной, по отношению к фоновым значениям.

Критерии эффективности: степень защиты не менее 90%.

Расчет защитного эффекта.

Защитный эффект ингибитора определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \frac{V_{\text{фон}} - V_{\text{ик}}}{V_{\text{фон}}} \cdot 100 \quad (7)$$

где \mathcal{E} – защитный эффект (эффективность ингибирования), %;

$V_{\text{фон}}$ – замерная фоновая скорость коррозии (без ИК), мм/год;

$V_{\text{ик}}$ – замерная скорость коррозии с ингибитором, мм/год.

Скорость коррозии определяется по формуле:

$$V_{\text{кор}} = \frac{8760(m_1 - m_2)}{\rho S \tau} \cdot 100 \quad (8)$$

где m_1, m_2 – масса образца до и после экспозиции соответственно, г;

ρ – плотность стали, кг/м³;

S – площадь поверхности образца, м²;

τ – время экспозиции, ч;

8760 – количество часов в год.

ОПИ ингибитора коррозии производилось на двух скважинах «22» и «23» месторождения «В». Данные скважины находятся в часторемонтируемом фонде (ЧРФ) по осложнениям «коррозия». Перед проведением ОПИ была прекращена подача базового ингибитора коррозии на скважины. Установка образцов-свидетелей коррозии (ОСК) для определения фоновой скорости коррозии была проведена через 3 дня после остановки дозирования. Скорость коррозии определялась гравиметрическим методом. Гравиметрический метод

заключается в экспозиции в коррозионной среде, изготовленных с соблюдением определённых требований образцов металла с последующим определением убыли массы образцов и глубин местных коррозионных поражений.

Результаты ОПИ представлены в таблице 21, 22:

Таблице 21 – результаты ОПИ «Ипроден К-1 (марка А)», дозировка 30 г/м³

Номер скважины	Марка реагента		Гравиметрический метод (ОСК) (скорость коррозии, мм/год)
	«22»	Без ингибитора	
Испытуемый реагент		Ипроден К-1 (марка А), СУДР	0,0715
Эффективность ингибирования «Ипроден К-1 (марка А)»			90,9 %
«23»	Без ингибитора	Фоновая коррозия	0,7517
	Испытуемый реагент	Ипроден К-1 (марка А), МБРХ	0,0704
Эффективность ингибирования «Ипроден К-1 (марка А)»			90,6 %

Таблице 22 – результаты ОПИ «Ипроден К-1 (марка А)», дозировка 25 г/м³

Номер скважины	Марка реагента		Гравиметрический метод (ОСК) (скорость коррозии, мм/год)
	«22»	Без ингибитора	
Испытуемый реагент		Ипроден К-1 (марка А), СУДР	0,2196
Эффективность ингибирования «Ипроден К-1 (марка А)»			72,2 %
«23»	Без ингибитора	Фоновая коррозия	0,7517
	Испытуемый реагент	Ипроден К-1 (марка А), МБРХ	0,3372
Эффективность ингибирования «Ипроден К-1 (марка А)»			55,1 %

Выполнение заявленных критериев отображено в таблице 23:

Таблица 23 – Оценка ОПИ ИК «Ипроден К-1 (марка А)» по показателям эффективности

№	Критерий оценки	Ед. изм.	Количественные и качественные показатели	Результат для 30 г/м ³	Результат для 25 г/м ³
1	Скорость коррозии (гравиметрический метод)	мм/год	Не ниже 0,1 мм/год	0,0715 (критерий выполнен)	0,3372 (критерий не выполнен)
2	Отсутствие отказов оборудования по причине солеотложений за период ОПИ	кол-во (шт.)	Отсутствие отказов	Отсутствие отказов (критерий выполнен)	Отсутствие отказов (критерий выполнен)
3	% отбраковки оборудования по осложняющим факторам при отказе	%	Не более 0%	0% (критерий выполнен)	0% (критерий выполнен)
4	Эффективность защиты	%	Не менее 90%	90,9% (критерий выполнен)	72,2% (критерий не выполнен)

На основании положительных результатов ОПИ ингибитор коррозии «ИПРОДЕН К-1 (марка А)» рекомендуется к промышленному применению на объектах со схожими характеристиками попутно добываемой воды (таблица 6) для защиты от коррозии скважинного оборудования. Для метода постоянного дозирования посредством СУДР с рабочей дозировкой 30 г/м³, для метода периодического дозирования с периодичностью 1 раз в 7 дней (МБРХ) – 30 г/м³.

3.2.2 ИТПС-508А

Ингибитор коррозии ИТПС-508 предназначен для защиты от коррозии нефтепромыслового и скважинного оборудования в коррозионно-агрессивных средах. ИТПС-508 в зависимости от исходного сырья и показателей качества выпускается в виде шести марок: А, Б, К, В, Л, Н. Производится научно-техническим центром «Интехпромсервис» [19].

Перед началом ОПИ, образцы реагента прошли входной контроль в лаборатория физико-химических технологий нефтедобычи ООО «ЮНГ-Нефтехимсервис». Согласно Акту входного контроля ингибитор коррозии ИТПС-508А соответствует показателям, заявленным в ТУ 2458-013-27913102-2008с изм. 1-4 (Таблица 24).

Таблица 24 – Лабораторный испытания ингибитора Ипроден К-1 марка А

№	Наименование анализа (испытания)	Единица измерения	Наименование НД на метод испытания	Показатели качества продукта	
				Требования стандартов ТУ	Фактические результаты
1	Внешний вид		ТУ 2458-013-27913102-2008 с изм. 1-4	Жидкость от светло-желтого до тёмно-коричневого цвета	Однородная жидкость тёмно-желтого цвета
2	Температура застывания, не выше	°С	ТУ 2458-013-27913102-2008 с изм. 1-4	-50,0	Ниже -50,0
3	Плотность при 20 °С, в пределах	г/см ³	ТУ 2458-013-27913102-2008 с изм. 1-4	0,950±0,048	0,928
4	Защитное действие при концентрации ингибитора 25 мг/дм ³ в условиях углекислотной коррозии, не менее	%	ТУ 2458-013-27913102-2008 с изм. 1-4	90,0	93,0
5	Кинематическая вязкость -при 20 °С, не более -при минус 50 °С, не более	мм ² /с	ТУ 2458-013-27913102-2008 с изм. 1-4	Не более 20 Не более 500	6,44 100,6
6	Коррозионная агрессивность товарной формы ингибитора на Ст3 при 20 °С, не выше	г/м ² •час	ТУ 2458-013-27913102-2008 с изм. 1-4	0,125	0,083
7	Растворимость при 20 °С -в минерализованной воде		ТУ 2458-013-27913102-2008 с изм. 1-4	Растворимый	Растворимый
8	Массовая доля активного вещества, не меньше	%	ТУ 2458-013-27913102-2008 с изм. 1-4	19,5±2,0	18,0

Согласно таблице качество реагента соответствуют требованиям ТУ 2458-013-27913102-2008. Продукт годен к применению.

Определялась совместимость ингибитора с модельными водами и химическими реагентами. В результате исследования отмечено:

- ингибитор коррозии ИТПС-508А полностью совместим с моделями водных сред месторождений «С», «В», «Z», «L», «P», «I», «K» при содержании 10-90 г/л;

- ингибитор коррозии ИТПС-508А частично совместим с раствором глушения на основе хлорида натрия (плотность 1,18 г/см³) при содержании 10 – 90 г/л;

- ингибитор коррозии ИТПС-508А совместим с реагентами – ингибитором солеотложения Сонсол-2001, деэмульгаторами СНПХ-4315ДВ, Реапон ИК-2, Unidem S 301.

Характеристика скважин, выбранных для проведения ОПИ:

- Скважина «24» по результатам ПДК один отказ по причине «Коррозия НКТ и элементов подвески» и 2 отказа по причине «Коррозия УЭЦН» (СНО по УЭЦН 242 суток, по НКТ 362 суток (по трем отказам УЭЦН)). До проведения ОПИ проводились периодические закачки базового ИСО с периодичностью 1 раз в 14 дней;

- Скважина «25» по результатам ПДК два отказа по причине «Коррозия НКТ и элементов подвески» (СНО по УЭЦН 118 суток, по НКТ 207 суток (по двум отказам УЭЦН)). До проведения ОПИ проводились периодические закачки базового ИК с периодичностью 1 раз в 14 дней;

- Скважина «26» по результатам ПДК один отказ по причине «Коррозия НКТ и элементов подвески» и два отказа по причине «Коррозия УЭЦН» (СНО по УЭЦН 332 суток, по НКТ 233 суток (по одному отказу УЭЦН)), а также 7 остановок УЭЦН по различным причинам с обнаружением коррозионных отверстий в НКТ при проведении КРС (СНО по НКТ 161 сутки). До проведения ОПИ проводились периодические закачки базового ИК с периодичностью 1 раз в 14 дней.

ОПИ проводилось в два этапа. Первый период проводился в течение 28 суток с дозировкой реагента 25 г/м^3 , второй период проводился в течение 28 суток с дозировкой реагента 20 г/м^3 . Постоянное дозирование производилось в товарной форме (ударные дозировки в течение трех суток – 100 г/м^3).

Расходы реагента во время проведения ОПИ указаны в таблице 25:

Таблица 25 – Расход ингибитора коррозии ИТПС-508А

Объект, скважина	Технология подачи	Расход, кг			Итого
		Ударная дозировка, 3 суток	1 этап, кг	2 этап, кг	
«24»	СУДР постоянное дозирование	85,9	175,0	113,6	374,5
«25»	МБРХ периодическое дозирование 10% водном растворе	0	28,0	22,4	50,4
«26»	МБРХ периодическое дозирование в товарной форме	0	73,6	58,8	132,4
	Итого:	85,9	276,6	194,8	557,3

По итогам первого этапа ОПИ при дозировке ИТПС-508А 25 г/м^3 получены следующие результаты:

- Применительно к технологии постоянного дозирования содержание ингибитора в попутно-добываемой воде в среднем составило – $18,9 \text{ мг/дм}^3$;
- При периодическом дозировании посредством МБРХ среднее значение остаточного содержания ингибитора в попутно-добываемой воде – $17,6 \text{ мг/дм}^3$;

Эффективность ингибитора рассчитывалась по формулам 7-9 при помощи гравиметрического метода. Результаты расчета эффективности первого этапа ОПИ отражены в таблице 26:

Таблице 26 – Результаты ОПИ «ИТПС-508А», дозировка 25 г/м³

Номер скважины	Марка реагента		Гравиметрический метод (ОСК) (скорость коррозии, мм/год)
	Без ингибитора	Испытуемый реагент	
«24»	Без ингибитора	Фоновая коррозия	2,3095
	Испытуемый реагент	ИТПС-508А, СУДР	0,0523
Эффективность ингибирования «ИТПС-508А»			97,7%
«25»	Без ингибитора	Фоновая коррозия	3,1490
	Испытуемый реагент	ИТПС-508А, МБРХ в 10% водном растворе	0,0722
Эффективность ингибирования «ИТПС-508А»			97,7%
«26»	Без ингибитора	Фоновая коррозия	2,4816
	Испытуемый реагент	ИТПС-508А, МБРХ в товарной форме	0,0707
Эффективность ингибирования «ИТПС-508А»			97,1%

По итогам второго этапа ОПИ при дозировке ИТПС-508А 20 г/м³ получены следующие результаты:

- Применительно к технологии постоянного дозирования содержание ингибитора в попутно-добываемой воде в среднем составило – 11,4 мг/дм³;
- При периодическом дозировании посредством МБРХ среднее значение остаточного содержания ингибитора в попутно-добываемой воде – 10,6 мг/дм³;

Эффективность ингибитора рассчитывалась по формулам 7-9 при помощи гравиметрического метода. Результаты расчета эффективности первого этапа ОПИ отражены в таблице 27:

Таблице 27 – Результаты ОПИ «ИТПС-508А», дозировка 25 г/м³

Номер скважины	Марка реагента		Гравиметрический метод (ОСК) (скорость коррозии, мм/год)
«24»	Без ингибитора	Фоновая коррозия	2,3095
	Испытуемый реагент	ИТПС-508А, СУДР	0,1563
Эффективность ингибирования «ИТПС-508А»			93,2%
«25»	Без ингибитора	Фоновая коррозия	3,1490
	Испытуемый реагент	ИТПС-508А, МБРХ в 10% водном растворе	0,2023
Эффективность ингибирования «ИТПС-508А»			93,6%
«26»	Без ингибитора	Фоновая коррозия	2,4816
	Испытуемый реагент	ИТПС-508А, МБРХ в товарной форме	0,2172
Эффективность ингибирования «ИТПС-508А»			91,2%

Также во время проведения второго этапа ОПИ скважина «24» была остановлена по фонде по причине «негерметичность лифта НКТ» с наработкой на отказ 125 суток.

Во время проведения всего ОПИ (1 и 2 этапы) внутрисменных остановок не зафиксировано, отказов по осложняющим факторам не выявлено.

Выполнение заявленных критериев отображено в таблице 28:

Таблица 28 – Оценка ОПИ ИК ИТПС-508А по показателям эффективности

№	Критерий оценки	Ед. изм.	Количественные и качественные показатели	Результат для 25 г/м ³	Результат для 20 г/м ³
1	Скорость коррозии (гравиметрический метод)	мм/год	Не ниже 0,1 мм/год	0,0722 (критерий выполнен)	0,2172 (критерий не выполнен)
2	Отсутствие отказов оборудования по причине солеотложений за период ОПИ	кол-во (шт.)	Отсутствие отказов	Отсутствие отказов (критерий выполнен)	Отсутствие отказов (критерий выполнен)
3	% отбраковки оборудования по осложняющим факторам при отказе	%	Не более 0%	0% (критерий выполнен)	33,3% (критерий не выполнен)
4	Эффективность защиты	%	Не менее 90%	97,1% (критерий выполнен)	91,2% (критерий выполнен)

Ингибитор коррозии ИТПС-508А рекомендуется к промышленному применению на объектах со схожими характеристиками попутно добываемой воды (таблица 6) для защиты от коррозии внутрискважинного оборудования с минимально-эффективной дозировкой 25 г/м по технологиям:

- постоянное дозирование в товарной форме через СУДР в затрубное пространство скважины;
- периодическая закачка ИК в товарной форме в затрубное пространство скважины;
- периодическая закачка ИК в водном растворе в затрубное пространство скважины.

3.3. Ингибиторы комплексного действия

3.3.1 АКВАТЕК-515

Ингибитор комплексного действия «АКВАТЕК-515» специально разработан для одновременного предотвращения солеотложений и коррозии на подземном оборудовании добывающих скважин и представляет собой пленкообразующий ингибитор коррозии и ингибитор солеотложений. Совмещенные в одном реагенте – антикоррозионная часть ингибитора отделяет поверхность металла от агрессивной среды, блокируя гальванические механизмы, а ингибирующая солеотложения часть реагента предотвращает образование солеотложений на поверхности оборудования и трубопроводов [20].

Опыт промышленного применения ингибитора комплексного действия «АКВАТЕК-515» показал его однозначный эффект для защиты скважинного оборудования от коррозии и солеотложений – фоновые скорости коррозии снижаются в десятки раз, защитный эффект от солеобразования превышает 90%.

Физико-химические свойства реагента представлены в таблице 29:

Таблица 29 – Физико-химические свойства «АКВАТЕК 515»

Показатели	Единицы измерения	Стабилизатор Акватек 515	
		Показатели по ТУ 2485-006-70887619-2005	Фактические значения
Внешний вид		Жидкость коричневого цвета	Жидкость коричневого цвета
Температура застывание, не выше	°С	-50	Ниже -50
Плотность при 20°С, более	г/см ³	1,0	1,03
Кинематическая вязкость при 20 °С, не более	мм ² /с	16	12,2
Массовая доля активной основы, не менее	%	43	43

Эффективность реагента по ингибированию выпадения карбоната кальция на модели попутно-добываемых вод производилась по формулам и согласно методике из раздела 3.1.1

Эффективность ингибирования солеотложения карбоната кальция при тестировании в температурных условиях эксплуатации внутрискважинного оборудования для стабилизатора Акватек 515 составляет более 90 % при дозировке 20 мг/л и выше (таблица 30).

Таблица 30 – Эффективность предотвращения выпадения карбоната кальция

Реагент	Ионы	Модель пластовой воды (МПВ), мг/л
	«Акватек 515»	Ca ²⁺
Mg ²⁺		221
Na ⁺		8502
HCO ₃ ⁻		366
Cl ⁻		15059
Ba ²⁺		169
Sr ²⁺		258
Дозировка, мг/л		Эффективность ингибирования, %
50,0	97,0	
30,0	96,0	
20,0	91,0	
10,0	72,0	

Защитную способность от коррозионной агрессивности стабилизатора оценивали электрохимическим методом (методом измерения поляризационного сопротивления). Для измерений использовали индикатор скорости коррозии «Монитор-2м» с двухэлектродными датчиками скорости коррозии. Электроды перед испытаниями шлифовали наждачной бумагой по ГОСТ 2789-73, прикручивали к датчикам, обезжиривали ацетоном, помещали на одну минуту в раствор 15 % (масс.) соляной кислоты, промывали в дистиллированной воде и сушили. Испытания проводили на модели высокообводненной водонефтяной эмульсии (МВНЭ) Вахского месторождения нефти, состоящей из модели попутно-добываемой воды и модели нефти (уайт-спирит) в соотношении 9:1.

МПВ насыщали в течение 1 часа углекислым газом путем барботирования при атмосферном давлении, затем заливали в стеклянные ячейки объемом 650 – 700 мл, помещали туда датчики скорости коррозии и осторожно заливали в ячейки углеводородную фазу с тем, чтобы не допустить контакта уайт-спирита с датчиками. Затем начинали перемешивание с помощью магнитной мешалки с частотой вращения 400 – 500 об./мин. Во время испытаний в каждой ячейке осуществляли небольшое барботирование углекислого газа для поддержания насыщенного состояния и исключения проникновения кислорода вместе с атмосферным воздухом. Измерения скорости коррозии в ячейках проводили коррозиметром «Монитор-2м» через каждые 10 минут. После достижения стабилизации показаний коррозиметра в ячейку (в углеводородную фазу) микропипеткой вводили расчетное количество реагента и продолжали снятие показаний коррозиметра до достижения новых стабильных результатов.

Защитное действие реагента (Z) в процентах вычисляли по формуле:

$$Z = \frac{CK_0 - CK}{CK_0} \cdot 100 \quad (9)$$

где CK_0 – стабилизовавшаяся скорость коррозии до ингибирования, мм/год;

$V_{ик}$ – стабилизовавшаяся скорость коррозии в ингибированной среде, мм/год.

Результаты тестирования указывают на высокую противокоррозионную активность стабилизатора Акватек 515, превышающую 90 % в дозировке 20 и 30 мг/л (Таблица 31).

Таблица 31 – Результаты тестирования стабилизатора Акватек 515 в МВНЭ

Реагент	Дозировка, мг/л	Защитное действие, %
Акватек 515	10	76
	20	94
	30	95

Стабилизатор Акватек 515 рекомендуется к опытно-промышленным испытаниям для защиты погружного скважинного оборудования от выпадения кальцита и коррозионного разрушения по технологии постоянного либо периодического ингибирования, а также по технологии задавки в пласт.

По данному ингибитору комплексного действия проводилось ОПИ по следующим скважинам (Таблица 32):

Таблица 32 – скважины-кандидаты для проведения ОПИ

Месторождение	Скважина	Осложнения
«В»	«27»	С3+К3
«В»	«28»	С4+К3
«В»	«29»	С3+К4
«В»	«30»	С3+К3
«В»	«3»	С3+К3
«В»	«31»	С3+К4
«В»	«32»	С3+К3
«В»	«33»	С3+К3
«Ко»	«34»	С4+К3
«В»	«35»	С2+К4
«Ко»	«36»	С2+К3
«Т»	«37»	С3+К3
«Т»	«38»	С3+К3
«К»	«39»	С3+К3
«В»	«40»	С3+К4

Рекомендовано дальнейшее применение данного ингибитора в объеме 30 г/м³.

4 РЕКОМЕНДАЦИИ К ПОДБОРУ ИНГИБИТОРА И РАЦИОНАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ДОЗИРОВАНИИ

Исходя из вышесказанного, можно сделать рекомендации, что ингибиторы солеотложений Сонсол 2001Б, СНПХ-5317 Азол 3010А, ингибиторы коррозии Ипроден К-1 марка А, ИТПС-508А, а также ингибитор комплексного действия Акватек 511 эффективны на месторождениях при дозировке по технологии постоянного или периодического ингибирования с геолого-физическими характеристиками, которые представлены в таблице 6:

Оптимальные объемы дозировки указаны в таблице 33:

Таблица 33 – Оптимальные объемы дозировки ингибиторов

Осложняющий фактор	Ингибитор	Оптимальная дозировка, г/м ³ (согласно опи)
Соли	Сонсол 2001Б	17-20
	СНПХ-5317	25
	Азол 3010А	30
Коррозия	Ипроден К-1 марка А	30
	ИТПС-508А	25
Соли+Коррозия	Акватек 511	30

Стоит отметить, что ингибирование скважины на приём насоса по импульсной трубке весьма перспективная технология, расход реагента уменьшается, также не исключена вероятность увеличения защитного эффекта. Однако данная технология имеет один недостаток – дополнительные капиталовложения на ТРС и КРС. Данная технология применялась на Кирском и Катинском месторождении, эффект по МРП был получен, но незначительный. Нарботка на отказ увеличилась на 60 суток [21]. Для подтверждения необходимой защиты скважинного оборудования и получения экономического эффекта на месторождениях Западной Сибири от внедрения технологии необходимо проведение ОПИ, с учетом проведенного анализа геолого-технических особенности, выделенного участка испытаний, и предложенных сводных методических данных по ингибиторам коррозии и солеотложений.

Также необходимо указать целесообразность использования ПСК, который обладает рядом положительных моментов: полное отсутствие затрат на обслуживание, защитный эффект гарантирован на 365 суток, возможность использования данной технологии с пакерами, в то время как обычная закачка ингибитора в этом случае невозможно. Однако защитный эффект ограничен объемом реагента в ПСК и после расхода всего реагента, скважина остается без защиты. Данная технология отлично подойдет для исключительных случаев (УЭЦН+пакер) и для компаний, которые ставят план по МРП и СНО около 365 суток.

Задавливание ингибитора в пласт, хоть и защищает все четыре зоны возможных отложений солей, но компания понесет большие потери от простоя скважины, на организацию технологии закачки, а также на объемы закачки ингибитора. Данная технология рекомендована в случае частых проведения СКО с целью очистки ПЗП.

Для скважины с комплексным осложняющим фактором (соли+коррозия), рекомендовано использования ингибитора Акватек515. Также практикуется технология использования ПСК, как защита от коррозии, и химизации, как защита от солей.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Мурачеву Ивану Владимировичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

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

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет капитальных вложений и эксплуатационных затрат, обеспечивающих разработку месторождения в целом или по отдельному нефтепромысловому объекту
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе ремонта скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Сравнительный анализ фактических затрат с проектными. При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки.
Планирование и формирование бюджета научных исследований	При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Макропараметры для расчета потерь от простаивающей скважины в денежном эквиваленте
2. Экономическая эффективность ингибиторов солеотложений

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	27.02.2018г
---	-------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н.		27.02.2018г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Мурачев Иван Владимирович		27.02.2018г

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Мурачев Иван Владимирович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Объектом исследования данной работы является химические реагенты и способы их подачи в скважину на нефтедобывающем производстве.</i>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>1.1. – вредные вещества: <i>Воздействие вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры.</i></p> <p>– Повышенный уровень шума на рабочем месте: <i>Цементировочный агрегат (ЦА-320), Передвижная паровая установка (ППУ), Буровые установки</i></p> <p>– Отклонение показателей климата на открытом воздухе: <i>Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.</i></p> <p>1.2. - механические опасности: <i>Давление затрубного пространства на кустовых площадках находится в диапазоне от 0,4 МПа до 2,5 МПа. Технологию обработки подразумевает закачка ингибитора в затрубное пространство, поэтому необходимо создавать давления в нагнетательной линии превышающее затрубное давление.</i></p> <p>- статическое электричество: <i>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;</i></p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу 	<p>- анализ воздействия объекта на атмосферу: <i>Эксплуатация объектов нефтедобычи связана с выделением загрязняющих веществ в</i></p>

<p>(выбросы);</p> <ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>атмосферный воздух;</p> <p>- анализ воздействия объекта на гидросферу: Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти, химических реагентов и вод с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздухообмену.</p> <p>- анализ воздействия объекта на литосферу: ликвидация всех замазученных участков, прежде всего, в водоохраных зонах рек и озер; вырубка лесов; выбор специальных мест для захоронения отходов (например, отработанные карьеры);</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>- перечень возможных ЧС на объекте: Открытое фонтанирование нефти из скважин; порывы нефтесборной сети и сети ППД. Использование механических, термических и физико-химических методов ликвидации разливов нефти.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>- характерные для проектируемой рабочей зоны: Рабочая смена не более 12 часов, выдача каждому сотруднику работающему на месторождении по пол литра молока в день.</p> <p>- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны: Усиленный контроль за датчиками, приборами и оборудованием. Расстановка техники согласно технологической схеме. Технологические перерывы в работе. Проведение инструктажей о безопасных методах проведения работ непосредственно перед началом производства работ. Контроль за технологией подачи ингибитора в скважину руководителем группы производственного контроля. Проведение повторных инструктажей по технике безопасности</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Мурачев Иван Владимирович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность предприятия – это уровень добровольного отклика на социальные потребности работников, лежащие вне определяемых законом или регулирующими органами требований, это действия, предпринимаемые во благо общества добровольно.

Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: осуществление работ по заданному режиму скважины, контроль за 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.

К вредным производственным факторам относятся: неблагоприятные метеорологические условия; запыленность и загазованность воздушной среды; воздействие шума, инфра- и ультразвука, вибрации; наличие электромагнитных полей, лазерных и ионизирующих излучений и др.

К опасным производственным факторам следует отнести, например: возможность падения с высоты самого работающего, либо различных деталей и предметов; электрический ток определенной силы; раскаленные тела; оборудование, работающее под давлением выше атмосферного, и т.д.

5. 1 Анализ вредных производственных факторов

Вредные вещества

В процессе выполнения операций по закачке ингибиторов солеотложений и коррозии в скважину на рабочих могут воздействовать пары углеводородов.

Предельно допустимые концентрации вещества согласно: диоксид азота – 2 мг/м³, бензол – 10 мг/м³, оксид углерода – 20 мг/м³, углеводороды – 300 мг/м³ [23].

Коллективные средства защиты – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне: создание специальных ограждений вблизи опасных зон, вывеска предупредительных знаков, допуск к опасным объектам только определенным группам лиц, соблюдение правил техники безопасности согласно Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ НПП). Средства индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы, респираторы, специальные прорезиненные фартуки [9].

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Для обработки скважин необходимо применение цементирующего агрегата (ЦА-320), помимо этого работы будут проводиться на бурящихся кустовых площадках. В зимнее время года, в связи есть вероятность замерзания внешне затрубной задвижки и нагнетательной линии, в связи с этим появляется необходимость в использовании передвижной паровой установки (ППУ). Исходя из вышеперечисленного на работников будут воздействовать повышенные источники шума, создаваемые ЦА-320, ППУ, буровой установкой.

Допустимые уровни шума для производственных объектов приведены в таблице. Затем оценивается превышение норм уровней шума, например, при работе ППУ и при необходимости разрабатываются коллективные или индивидуальные меры по их снижению (таблица 37).

Таблица 37 – Предельно допустимые уровни звукового давления [24].

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Выполнение всех видов работ на постоянных рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

В Каргасокском районе Томской области. Климат района резко континентальный, с продолжительной суровой зимой и коротким теплым летом. Температура воздуха колеблется от минус 45 °С (зимой) до плюс 30 °С (летом). По количеству выпадающих среднегодовых атмосферных осадков (500 мм) район относится к зоне избыточного увлажнения.

При проведении работ по химизации фонда скважин нефтяных месторождений Западной Сибири указываются:

- период времени года выполняемых работ,
- метеорологические параметры воздуха территории района (минимальные и максимальные температуры, скорость движения, относительная влажность, давление).

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

5.2 Анализ опасных производственных факторов

Механические опасности [8,14]

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.

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 [25].

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 СУДР 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 [9].

Все опасные и вредные производственные факторы при обработке скважины ингибиторами отображены в таблице 38:

Таблица 38 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Закачка реагента посредством МБРХ, СУДР	Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	Статическое электричество	ГОСТ 12.1.005-88, ГОСТ 12.1.038-82, ПБ НГП
Опрессовка нагнетательной линии МБРХ, закачка химического реагента под давлением	Повышенный уровень шума на рабочем месте	Повышенное давление	ГОСТ 12.1.007-76; Стандарт АО «Гомскнефть» ВНК Порядок и организация проведения работ повышенной опасности п.3.1.5 [26]

Продолжение таблицы 38

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Обработка скважин и обсаживание СУДР в теплое время года	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны;	-	ГОСТ 12.1.007-76
Обработка скважин и обсаживание СУДР в холодное время года	Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе	-	СанПиН 2.2.4.548-96
Работы в местах возможного обитания медведей, клещей	-	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	ГОСТ 12.1.008-76

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 (таблица. 39).

Таблица 39 – Вредные вещества [27]

№	Наименование загрязняющих веществ	ПДК м.р. в воздухе населенных мест, мг/м ³	Класс опасности	Параметры выбросов	
				г/сек	т/год
1	Двуокись азота	0.085	2	0.078	1.230
2	Окись углерода	5.000	4	0.220	4.88
3	Углеводороды	300	4	9.140	298.8
4	Сажа	0.15	3	0	2
5	Метанол	1	3	0.041	1.290

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.

Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов:

1. Установление и поддержание водоохраных зон;
2. Вынесение объектов из экологически уязвимых зон;
3. Герметизированные системы закачки химического реагента;
4. Отсыпка кустовых площадок с учетом поверхностной системы стока;
5. Сбор разлившихся нефтепродуктов в аварийную емкость с последующей перекачкой на установку подготовки нефти (УПН).
6. Осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков;

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

В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, они могут быть объективными и субъективными, а также быть следствием экологических и стихийных факторов. Главную опасность для экологии представляют аварии, в результате которых происходит нефтяной разлив (таблица 40)

Таблица 40 – Классификация чрезвычайных ситуаций, обусловленных разливами нефти и нефтепродуктов, в зависимости от объемов и площади разлива

Масштаб чрезвычайной ситуации	Объемы разлитой нефти, тонн	Границы распространения чрезвычайной ситуации
Локального значения	100 тонн разлившиеся нефти / нефтепродуктов	Площадь разлива охватывает территорию объекта
Местного значения	500 тонн разлившихся нефти и нефтепродуктов	Площадь разлива охватывает территорию населенного пункта, в котором расположен объект
Территориального значения	1000 тонн разлившихся нефти и нефтепродуктов	Площадь разлива охватывает территории субъекта Российской Федерации
Регионального значения	5000 тонн разлившихся нефти и нефтепродуктов	Площадь разлива охватывает территории двух субъектов Российской Федерации

Продолжение таблицы 40

Масштаб чрезвычайной ситуации	Объемы разлитой нефти, тонн	Границы распространения чрезвычайной ситуации
Федерального значения	более 5000 тонн разлившихся нефти и нефтепродуктов	Площадь разлива охватывает территории более двух субъектов Российской Федерации

Существует несколько методов ликвидации разлива нефти: механический, термический и физико-химический [28]

Механический метод ликвидации

Одним из главных методов ликвидации разлива ННП является механический сбор нефти. Наибольшая эффективность его достигается в первые часы после разлива. Это связано с тем, что толщина слоя нефти остается достаточно большой. При малой толщине нефтяного слоя, большой площади его распространения и постоянном движении поверхностного слоя под воздействием ветра и течения механический сбор достаточно затруднен.

Термический метод ликвидации

Основан на выжигании слоя нефти, применяется при достаточной толщине слоя и непосредственно после загрязнения, до образования эмульсий с водой. Этот метод применяется в сочетании с другими методами ликвидации разлива.

Физико-химический метод ликвидации

Физико-химический метод с использованием диспергентов и сорбентов эффективен в тех случаях, когда механический сбор ННП невозможен, например, при малой толщине пленки или когда разлившиеся ННП представляют реальную угрозу наиболее экологически уязвимым районам.

5.5 Организационные мероприятия обеспечения безопасности

Для обеспечения безопасности необходимо учесть следующие факторы:

- Усиленный контроль за датчиками, приборами и оборудованием,
- Расстановка техники согласно технологической схеме,
- Технологические перерывы,
- Проведение инструктажей о безопасных методах проведения работ непосредственно перед началом производства работ;
- Контроль за технологией подачи ингибитора в скважину руководителем группы производственного контроля (РГПК)
- Проведение повторных инструктажей по технике безопасности

Для обеспечения должной безопасности необходима организация проведения инструктажей перед приемом на работу, а также перед началом работ.

Непосредственное обучение сотрудников на рабочих площадках даст положительные результаты.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сегодня практически все месторождения в Российской Федерации, эксплуатируемые механизированным способом добычи, а именно установками электроцентробежных насосов, характеризуются снижением темпа отбора жидкости, падением пластового давления, увеличением обводнённости продукции добываемой из скважин, что закономерно ухудшило условия работы погружного оборудования, вопросы поддержания эксплуатационного фонда скважины в работоспособном состоянии имеют очень важное значение. Одной из мер по повышению работоспособности скважин и увеличение межремонтного периода работы установок - является борьба с солеотложениями и коррозионной агрессивностью.

Наиболее эффективным и более действенным ингибитором солеотложений следует признать Сонсол 2001 Марка Б (эффективная дозировка 20 г/м³); ингибитор коррозии – ИТПС-508А (эффективная дозировка 30 г/м³). Наименьший расход ингибитора даёт наибольший эффект. Если скважина осложнена по двум категориям, то эффективно подходит ингибитор комплексного действия Акватек 511 (эффективная дозировка 20 г/м³). Также, в этом случае, имеет место быть использование комбинированных методов защиты: ПСК от коррозии, ингибирование от солеотложений.

Перспективным методом защиты является использование погружных контейнеров, которые обладают рядом преимуществ: использование в компоновку УЭЦН+пакер, отсутствие затрат на обслуживание, гарантированная защита в течение 365 суток. Однако, действие его ограничено объемом ингибитора в контейнере и, в последствие, необходимо будет предусматривать дополнительную защиту скважины.

Использование установки СУДР совместно с импульсной трубкой, несомненно, даст положительный эффект. МРП и СНО скважин увеличивается, однако необходимо предварительно провести ОПИ для расчета экономической эффективности данного внедрения, так как вы растут капиталовложения на ТКРС.

Было установлено, что использование технологии периодической закачки ингибитора солеотложений Сонсол 2001Б и ингибитора коррозии Ипроден К-1 марка А даёт финансовую прибыль порядка 25 млн.руб.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шангараева Л.А., Максютин А.В., Султанова Д.А.. Способы предотвращения солеотложения при разработке и эксплуатации залежей нефти// Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1 (часть 1)
2. Антониади Д. Г., Савенок О. В. Нефтепромысловые системы с осложнёнными условиями добычи // Научно-методический электронный журнал «Концепт». – 2013. – Т. 3. – С. 831–835. – URL: <http://e-koncept.ru/2013/53169.htm>.
3. Джордан М, Макей Э. Предотвращение отложения солей в процессе добычи нефти на глубоководных месторождениях. /Нефтегазовые технологии. - 2006. - № 1. - С. 44-48.
4. Шайдаков В.В., Масланов А.А., Емельянов А.В. и др. Предотвращение солеотложений в системе поддержания пластового давления / Нефтяное хозяйство. - 2007. - №6. - С. 70-71.
5. Технологический регламент ПАО «НК «Роснефть». Подбор оборудования, запуск вывод на режим и эксплуатация скважин, оборудованных УЭЦН. № П1-01.05 ТР-0001, версия 3.00 , 2017.
6. Смышляев И.В. системный анализ причин отказов погружного оборудования и разработка эффективных мероприятий направленных на повышение наработки на отказ. – м.: всероссийский конкурс «новая идея» на лучшую научно-техническую разработку среди молодежи предприятий и организаций топливно-энергетического комплекса, 2016, №1. – 24 с.
7. Малышев А.С., Хабибуллин Р.А. (ОАО «НК «Роснефть»), Ганиев И.М., Невядовский Е.Ю., Волошин А.И., Рагулин В.В. (ООО «РН-УфаНИПИнефть»). Разработка шаблонов применимости технологий предотвращения солеотложения в добывающих скважинах/ Нефтяное хозяйство. - 2009.
8. Стандарт АО «Томскнефть» ВНК. Организация работ по удалению и предотвращению солевых и асфальтеносмолопарафиновых отложений. № П1-01.05 С-0080 ЮЛ-098, версия 1.00 , 2017.

9. 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).

10. Камалетдинов Р.С. Обзор существующих методов предупреждения и борьбы с солеотложением в погружном оборудовании / Инженерная практика. - 2009. - №1. - С. 12-15.

11. Шабля В.В. Опыт работы ТПП «Когалымнефтегаз» с солеобразующим фондом скважин / Инженерная практика. - 2009. - №1. - С. 22-25.

12. Шайдаков В.В. Капиллярные системы для предотвращения солеотложения в нефтедобыче / Инженерная практика. - 2009. - №1. - С. 98-101.

13. Щелконогов С.М.. Majorpack – опыт применения защитных систем НКТ / Инженерная практика. - 2016. - №6.

14. Стандарт АО «Томскнефть» ВНК. Организация работ по предотвращению коррозии в скважине и скважинном оборудовании. № П1-01.05 С-0057 ЮЛ-098, версия 2.00, 2017.

15. Опытный завод Нефтехим [Электронный ресурс] — Режим доступа: <https://ozneftehim.ru/>, свободный. — Загл. с экрана. — Яз. рус., англ.

16. Положение компании «НК «Роснефть»». Порядок применения химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья компании. № П1-01.05 Р-0339, версия 1.00, 2017.

17. Котласский химический завод [Электронный ресурс] — Режим доступа <http://kchz.ru/item/azol-3010>, свободный. — Загл. с экрана. — Яз. рус., англ.

18. Экспериментальный завод Нефтехим [Электронный ресурс] — Режим доступа <http://www.neftehim.ru/>, свободный. — Загл. с экрана. — Яз. рус., англ.

19. Интехпромсервис [Электронный ресурс] — Режим доступа intehpromservis.ru/, свободный. — Загл. с экрана. — Яз. рус., англ.

20. Сайт Научно-производственного объединения «АКВВАТЕК» // <http://aquatech.su/> (электронный ресурс)..

21. Волочков А.Н., Уметбаев В.Г. повышение надежности эксплуатации глубинного оборудования скважин в условиях отложения солей на Кирском и Коттынском месторождениях// электронный журнал «Нефтегазовое дело» – 2011, №1. – 99-106 с.

22. Курс финансового менеджмента - учебник / В.В. Ковалев. – М.: Велби, 2008. – 448 с.

23. ГОСТ 12.1.005-88 Нормирование содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны

24. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий на территории застройки

25. ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования

26. Стандарт АО «Томскнефть» ВНК. Порядок организации работ повышенной опасности. № ПЗ-05 С-0103 ЮЛ-098, версия 4.02 , 2016.

27. ГН 2.1.6.695-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест

28. О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов [Электронный ресурс] : постановление Правительства Российской Федерации от 21 августа 2000 года № 240 (ред. от 15.04.2002г.) // КонсультантПлюс : справ. правовая система. - Версия Проф. - Электрон. данные. - М., 2016. - Доступ из локальной сети Науч. б-ки Том. гос. ун-та.

Приложение
(справочное)

Corrosion problems and solutions in oil, gas, refining and petrochemical industry

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Мурачев Иван Владимирович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова Оксана Сергеевна			

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Уткина Анна Николаевна	к.филос.н.		

INTRODUCTION

Metallic equipment and constructions in oil, gas, and refinery plants contact crude oils, natural gas, petroleum products and fuels, solvents, water, atmosphere, and soil. All processes with participation of aggressive substances occur in metallic equipment at temperatures from $-196\text{ }^{\circ}\text{C}$ to $+1400\text{ }^{\circ}\text{C}$ and pressures from vacuum to 1000 bar. Oil, gas and refinery units represent a high hazard industry with media which are flammable, explosive, toxic to human health or harmful to the environment. The combination of numerous factors makes oil, gas and refinery equipment very vulnerable to a variety of corrosion phenomena that can lead to serious accidents.

On the one hand, oil, gas and refining industry has accumulated large experience. On the other hand, the development and production of new deep wells in harsh conditions, introduction of new technologies, materials, strict requirements to the quality of gas and fuels, and to the reduction of environmental pollution state new problems to safe functioning of equipment and constructions. In order to understand and to solve corrosion problems, corrosion and materials specialist should learn diverse physicochemical processes which are the basis of treatment of oil and gas and production of fuels and other chemicals. Humans in this industry are responsible in 65–85% of corrosion events. Using proper corrosion management it is possible to diminish them. There are many ways to avoid or control corrosion hazard: selection of corrosion resistant or suitable materials, correct design, use of anti-corrosive chemicals, coatings, and cathodic protection, control of technological parameters, and what is very important, inspecting and control at all stages of application of these actions.

New generations of engineers come and face the problems which were solved and documented in books, standards, specifications, papers, proceedings, and reports. Most new information is dispersed in literature or is present in the heads of specialists like tacit knowledge.

Process units in oil, gas, refinery and petrochemical plants

Like evolution of our planet, life and technology, oil, gas and refining industry has been developing with increasing complexity since its foundation in 1859. There are associated facilities, such as cooling water systems, power plants (with water treatment and steam providing), and units related to the protection of the environment and humans (the utilization of hydrocarbon wastes, purification of wastewater and emitted gases, and deodorization). Any gas plant and oil refinery is a very complicated alive “organism” . Each gas plant and oil refinery has its own unique processing scheme which is determined by the process equipment available, crude oil and natural gas characteristics, operating costs, and product demand. There are no gas plants and refineries absolutely identical in their operations but most corrosion problems and solutions may be similar.

Physicochemical properties and corrosiveness of crude oils and natural gas

In order to understand corrosion problems and solutions in oil, gas and refining industry, we will describe physicochemical characteristics of crude oils, natural gas, fuels and their corrosiveness. Other media, such as water (cooling water, boiler feed water, extinguishing water, seawater), steam, different gases and chemicals also can participate in corrosion of equipment at oil, gas, and refining units.

Crude oil is a mixture of numerous liquid hydrocarbons containing dissolved gases, water, and salts. Crude oils are emulsions – drops of aqueous solution dispersed throughout the continuous hydrocarbon phase. Interstitial or connate water is always present in crudes. These water drops vary from almost fresh to saturated aqueous solutions of salts and are the main cause of crude corrosiveness. Crude oils in addition to hydrocarbons can include also compounds containing sulfur, nitrogen, oxygen, and metals. All these contaminants may be present in crude oils as dissolved gases, liquids and solids or distinctive phases. Microorganisms also can be present in crudes, water and fuels in active or dormant state. Every crude contains about the same kinds of compounds, but in different proportions. As a result, crude oil differ by their corrosiveness.

Natural gas is a homogeneous gaseous mixture of hydrocarbons (mostly), N_2 , CO_2 , H_2S , H_2O , and traces of mercury, organic acids, and noble gases. Among these compounds, CO_2 , H_2S , H_2O , mercury and organic acids can cause corrosion of metals at any stage of production, separation, handling, transportation, treating, and storage of natural gas. While water can contain salts in crude oil wells, water is pure in natural gas wells. Gases CO_2 and H_2S containing in natural gas are dissolved well in this pure water that becomes acidic and corrosive. When CO_2 causes corrosion it is called sweet corrosion. If H_2S is a reason of corrosion it is called sour corrosion. When O_2 is a cause of corrosion it is called oxygen corrosion. Corrosion rates and intensity depend on the type and concentration (pressure) of aggressive ingredients, temperature, flow regime, and velocity.

Corrosiveness of crude oils

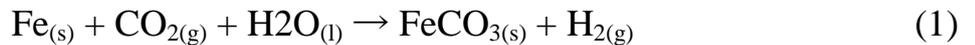
Chemistry of crude oils is so complicated and there are so many factors influencing corrosiveness of crudes that it is difficult and even in most cases impossible to predict their corrosiveness according to physicochemical composition. Usually corrosiveness of crude oils is defined by total acid number (TAN), total sulfur content, water and salt content, and microorganisms. The combination of these parameters and components influences corrosion by different manner and differently at stages of crude oil production, preparation, transportation, storage, and processing at refineries. Both TAN value and total sulfur content do not always define corrosiveness of crudes. For instance, H_2S and alkanethiols are corrosive to carbon steel, while thiophenes are not corrosive. The problem is complicated by the fact that H_2S and alkanethiols reacting with iron form iron sulfide scale which under particular conditions can be protective. Sometimes crudes containing relatively high water content can inhibit corrosion and, vice versa, crudes may be corrosive at relatively low water concentrations. Only experiment can respond on the question about corrosiveness of crudes.

Corrosiveness of natural gas and other problems

We will describe the effect of natural gas components on corrosion of metals.

Hydrogen sulphide (H_2S). The presence of sulfur compounds (mainly H_2S) defines the gas to set the sour. Sweet gas contains less than 4 ppmv H_2S [1]. This value is the maximum approved one for the quality of natural gas during transportation in pipelines. H_2S can cause general and pitting corrosion, and hydrogen attack (because of acid corrosion). The latter can appear as crack or blisters. H_2S can be emitted through crack into environment and cause death of people and damage to the environment. Standards defining the conditions and requirements for using corrosion resistant alloys in the production and handling of natural gas that contains H_2S were developed and widely used [2-4]. The following methods of prevention of sour corrosion are used: control pH by caustic injection; injection of H_2S scavengers and corrosion inhibitors; organic and cement coatings; choose of alloys according to standard [2] for prevention SSC (Sulfide Stress Cracking).

Carbon dioxide (CO_2). When CO_2 is dry in natural gas it is not corrosive. When CO_2 is dissolved in water carbonic acid (H_2CO_3) is formed. It is corrosive to carbon steel:



This sweet corrosion is widespread in natural gas pipelines. Passive black film $FeCO_3$ is formed under particular conditions on the surface of carbon steel and low-alloy steels (to 9% Cr) and can protect from corrosion. Protective iron carbonate layer often breaks down because of high velocity stream and stresses. In this case, carbonic acid results in localized corrosion under the name “mesa” corrosion because the shape of the damage of the steel surface is similar to the shape of the mountains “Mesa”, California, USA [5]. The following methods of prevention of sweet corrosion are used: injection of corrosion inhibitors (they are not effective at high temperatures); use of martensitic stainless steels (>12% Cr); and control pH by caustic injection.

Oxygen (O₂). It is the only impurity which is absent in natural gas reserves. Usually onshore and offshore lines of gas wells are connected to larger lines that bring gas to the plant. Sometimes gas collection systems operate under atmospheric pressure. As a result of leakage and opening valves, air can enter the system and cause corrosion. The appearance of oxygen corrosion is pitting. In addition to corrosion, oxygen at concentrations > 50 ppmv can oxidize amines and glycols at appropriate units with formation corrosive substances, to influence inhibitor efficiency, to react with hydrocarbons during regeneration at high-temperature adsorption bed with water formation, to influence resistance of stainless steels to chloride SCC (Stress Corrosion Cracking), and galvanic corrosion. It is recommended not exceed oxygen concentration in natural gas above 10 ppmv. Oxygen causes corrosion of carbon steel and lowalloy steels, copper and its alloys. However, oxygen is required to keep protective oxide films on stainless steels, titanium, and aluminum. Philosophy of prevention from oxygen attack is to keep systems free of oxygen gas. There are the following methods of preventing oxygen penetration into natural gas systems, its removal and prevention from oxygen attack: maintenance of gaskets, rings, valves, pumps, compressors and other equipment and areas where the air can enter; keep positive pressure (above atmospheric pressure); blanketing with inert gas (e.g., nitrogen) above the surface of liquids in tanks; use of oxygen scavengers at low oxygen concentrations or catalytic reaction at high its quantities; deaeration; and use of coatings.

Organic acids (mainly acetic) can be present at high pressures in condensate and cause corrosion of carbon steel. Acetic acid is a weak acid, but stronger than carbonic acid and participates in the occurrence of corrosion at the Top-of-Line corrosion (see below). Acetic acid may dissolve protective FeCO₃ layer and accelerate corrosion.

Mercury is present in low concentrations in natural gas but can cause the following problems [1]. First, mercury is a toxic element to humans and the environment. Second, mercury can cause corrosion of aluminum heat exchangers at low temperatures at LNG (Liquid Natural Gas) units. Third, mercury can contaminate

catalyst. Corrosion mechanism by mercury is unique and is called liquid metal embrittlement (a type of SCC). Mercury can be removed from aluminum surface using nitric acid or with steam or hot air. Mercury can attack also copper, nickel, zinc, iron, chromium, titanium, and zirconium. The only way to prevent corrosion by mercury is removal it from natural gas to a lower concentration than 0.01 mg/Nm^{-3} [1].

Sediments in natural gas systems consist of sand, silicates, corrosion products (iron sulfides, oxides, hydroxides, and carbonates), sulfates, microorganisms and their metabolic products. These solids can appear in two ways: carrying along with a stream of natural gas or producing in physicochemical processes (e.g., corrosion). Pipes, tanks, pumps, compressors, filters, steam lines, boilers, reactors and other equipment can be damaged from sediments. Sediments can cause the following problems: under deposit corrosion; blockages in pipes, pumps, filters, compressors, and heat exchangers; increase of pressure drop and as a result reducing the flow rate; erosion; reducing heat exchange; unplanned shutdowns for cleaning equipment from sediments; contaminate natural gas and other products; safety hazards and environmental problems. The solutions are the keeping correct process conditions and good maintenance with periodical cleaning of equipment from sediments.

Top-of-Line corrosion. During the transportation of natural gas in pipelines, water vapor condenses as the gas cools. CO_2 is dissolved in water and pH decreases to 4. Sometimes liquid water as thin layer remains on the inner surface of the upper part of pipeline, and severe localized corrosion occurs. Usually this corrosion type occurs during wavy-stratified flow at velocity less than 3 m/s and two phases exist: liquid and gas containing water vapor and CO_2 and there are no materials (e.g., inhibitor) which can protect the upper inner surface of the pipeline. Shallow pits are formed and accumulated with sharp surface areas. Corrosion rate of top-of-line corrosion can reach 5 mm/y. This happens because the heat exchange occurs between the pipe and the cold environment (river water, sea water or cold air) when the pipe is not thermally insulated. This type of corrosion occurs when there is condensation of water and concentrations of corrosive substances found naturally in the gas are able

to create an acid environment on the internal surface of the pipe top. Aggressive substances are CO₂, H₂S, and organic acids (usually acetic acid). Water vapor present in natural gas cools and condenses at the increasing distances from compression station. Corrosion mechanism is corrosion by CO₂ and a major factor is the rate of condensation but the pH value and flow regime also affect the corrosion rate and its strength. There is a critical rate of condensation of water vapor in gas pipelines (0.15 to 0.25 ml m⁻² s⁻¹) for appearing top-of-line corrosion. Various models were developed that allow to predict corrosion rates of carbon steel knowing condensation rate of water vapor and other parameters.

Ultra sound examination with flexible sensors is used for determination top-of-line corrosion. The following measures are used for the prevention of this corrosion type:

- a) Addition of corrosion allowance to the thickness of the tubes` wall during design.
- b) Removal of water vapor from natural gas.
- c) Implementation of thermal insulation on the tube surface.
- d) Using thick organic coatings.
- e) Use of vapor corrosion inhibitors.
- f) Periodic cleaning using pigs and injection of corrosion inhibitors.

It is necessary to carry out corrosion monitoring of inner surfaces of pipelines.

Corrosion control in natural gas systems

Selection of corrosion control measures are based on the influence of chemical composition of natural gas (corrosive impurities) and process conditions (temperature, pressure, and flow rate regime) on corrosion. Three major factors affect corrosion: metal type, environmental features and conditions, and the border metal-environment [6]. Thus, we take care of three factors above to prevent corrosion in natural gas systems. We classify all the methods into three groups: the metal treatment (selection of material), the treatment of the environment (neutralization, removing of water, CO₂, H₂S, O₂ and salts) and boundary metal-environment (injection of inhibitors, use of coatings, and cathodic protection). We can add

technological methods, which means maintaining the process conditions (temperature, pressure, flow rate). We will start from engineering design.

Engineering design

Engineering design includes:

a) The use of standards, specifications, procedures, reports, and any new information.

b) The use of knowledge of principles, processes and possible corrosion phenomena in natural gas systems. It is necessary to take into account the geometry of the equipment, to make less crevices, to control flow rate, to prevent air infiltration, to avoid “dead legs” (gathering areas and stagnation of water).

c) Selection of suitable materials of construction, methods of protection, control and corrosion monitoring for designed period of service. Choosing suitable coatings, corrosion inhibitors, biocides, ant-scaling agents, cathodic protection and removing corrosive impurities (H₂S, H₂O, O₂) belong to this group.

d) Selection corrosion monitoring methods: monitoring for construction materials behavior, corrosive environment and efficiency of methods of protection against corrosion.

Corrosion inhibitors occupy an important role in preventing and reducing corrosion in natural gas systems. The first inhibitors were amines that were used as the only means of corrosion control in natural gas pipelines in the 1940-1980s. Only in the 1980s with the discovery of deep wells at high temperatures and high pressures inhibitors were not effective, and special alloys were begun to use under these conditions. There is no common classification of inhibitors. We will describe a few of them.

a) Classification according to the influence on corrosion reactions. For example, anodic inhibitors slow down anodic reactions on the surface of the metal. Cathodic inhibitors retard cathodic reactions. There are mixed inhibitors that suppress both anodic and cathodic reactions simultaneously.

b) Classification by the type of metal to be protected. For example, corrosion inhibitors that protect carbon steel, copper, aluminum and their alloys.

c) Classification by the environment: water and aqueous solutions of electrolytes; acids; alkaline solutions; the gaseous phases; oil and fuels; coatings; concrete.

d) Organic and inorganic inhibitors.

Mechanism of action of inhibitors is based on their adsorption on the metal surface and preventing the coming of aggressive substances to the metal surface. Therefore, usually increase of concentration of inhibitors reduces the metal area exposed to aggressive components. We will describe corrosion inhibitors using in natural gas systems. Most corrosion inhibitors using in gas systems are “filming amine” that produce a protective film on the metal surface. When crude oil enters into an aqueous phase its ingredients are able to protect the inner surface of the pipes from corrosion. Organic compounds containing nitrogen (amines, amides and their salts), heavy carboxylic acids and their salts, imidazoline, phenols, thiourea, phosphonates, benzoates, saturated hydrocarbons, aromatics and resins containing in oils act as corrosion inhibitors. Most corrosion inhibitors injecting into natural gas pipelines are nitrogenorganic substances. Inhibitors are not always able to prevent corrosion at the top of the pipelines. Volatile corrosion inhibitors and inhibitors that are introduced into the foam matrix are recommended in these cases. Inhibitors produce a thin layer of molecules on the surface of the metal. An intensive flow of gas, liquid or liquid-gas mixture is able to remove this layer. Inhibitor efficiency decreases in the presence of suspended solids and sand because they attract molecules of the inhibitors. Inhibitors are attracted to scale and corrosion products that reduce their effectiveness. It is recommended to carry out chemical cleaning before the start of corrosion inhibitor injection. It is necessary to carry out periodic cleaning using “pigs”. Inhibitors using in natural gas systems are organic materials that decompose at temperatures above 200°C [5].

Injection of methanol or ethylene glycol to prevent. Injection of methanol or ethylene glycol to prevent the formation of gas hydrates also inhibits corrosion due to

dilution of aqueous phase. Inhibitors should function in accordance with other chemicals injecting into gas systems for various purposes. We can start or replace inhibitors without stopping and disruption of a process of production, transportation, and manufacturing. This is a big advantage over other methods of corrosion control. In addition, continuous monitoring of the efficiency of inhibitors can be performed and it is possible to change their concentrations in accordance with changes of corrosivity of natural gas.

Cooling water systems. Three chemicals are injected in these systems for control of corrosion, microbiological growth and scale formation: corrosion inhibitors, biocides, and anti-scaling agents. Corrosion inhibitors in such systems are mixtures of anodic inhibitors (e.g. phosphates), cathodic inhibitors (e.g. zinc salts), organic inhibitors (e.g. phosphonates), and copper corrosion inhibitors (azole). We can use inorganic inhibitors (NaNO_2 , Na_2SiO_3) in closed cooling water systems for chilling pumps and compressors. Sodium nitrite protects carbon steel in fuel-water mixtures. Now there is a tendency to use “green” or “environmentally friendly” inhibitors. They should be evaluated in terms of health, safety and damage to the environment. It is important to assess the efficiency of potential inhibitors in laboratory and in field in order to select a suitable inhibitor for particular natural gas well. We can calculate efficiency ($E\%$) of inhibitors according to the following formul:

$$E = \frac{CR_0 - CR_i}{CR_0} \cdot 100\% \quad (2)$$

where CR_0 and CR_i – the corrosion rate of metal without and in the presence of inhibitor respectively.

Corrosion rate can be measured using the method of “weight loss (coupons)” or “electrical resistance (ER-probes)”. The dosage should be chosen very carefully and then keep it in the system. Any change in dosage can affect the efficiency drastically. Inhibitors are injected continuously or in portions periodically. The first dose is always big to cover the entire surface of the metal. Then we can lower its concentration to the minimum necessary to maintain inhibitor layer on the metal

surface. Corrosion monitoring by means of coupons or electrical resistance (ER-probes) is used to check the efficiency of inhibitors and to change its concentration if needed. It is important to install sensors and coupons inside pipeline in places that could be affected by corrosion and scale and to follow all internal space of the tube. We have to take into account that corrosion is a random process and can vary from place to place and over time. It is necessary to combine coupons and ER-probes that are complementary to each other. We should take into account the natural gas field can age, and chemical composition, temperature and pressure can vary with time. As a result, corrosiveness of natural gas can also change.

Corrosion monitoring in natural gas systems

It is important to follow the corrosion in natural gas systems because there is a high danger to humans and the environment in the case of holes and leaks of toxic and explosive gases. The philosophy of preventive anti-corrosion methods also intends to follow their effectiveness. The purpose of *corrosion monitoring* is to monitor corrosion situation of metallic equipment and structures, aggressiveness of the environment, and efficiency of corrosion control measures. There are several ways to classify corrosion monitoring methods. For example, direct and indirect methods. Direct methods of measurement belong to parameters that vary directly from corrosion. For example, a wall thickness of the pipe or a mass of a metal coupon. Indirect methods of measurement belong parameters which influence indirectly (temperature, pressure, pH, concentrations of aggressive substances to metals) or are affected (metal dissolved ions because of corrosion and detection of leaking gases or liquids due to holes caused by corrosion). Direct methods are divided into intrusive methods (e.g. weight loss) and nonintrusive (for example, the wall thickness measurement). Indirect methods can be online and off-line. Online measurements are performed without removal of the sensor from the process. Off-line method means removing a metal sample from the process stream for testing. We should distinguish between corrosion monitoring and inspection. Monitoring allows to measure corrosion parameters in real or approximately real time. Inspection has time delay between an incident and an investigation. Inspection collects data about

the event that has already happened. We classify corrosion monitoring methods on physical methods, test methods of the environment (chemical analytical) and measures the border metal-environment.

Physical methods of control of properties of metals

Historically, physical methods were first: the human eye, sometimes with a magnifying glass. Now there are many optical devices: video cameras, microscopes, stereo video microscopes, and borescope. They can be used for examination of corroded metal surface. Different devices and techniques based on physical phenomena are used for measuring the wall thickness of pipes and tanks in natural gas systems: Ultrasonic Technique, Acoustic Emission, Eddy Current Technique, Magnetic Flux Leakage, and radiographic methods (X-ray). In addition, there are other physical methods: Infrared thermography, chemical analysis (non-destructive) of alloys on the site, and penetrant testing.

Weight Loss (WL) method is based on inserting of a metal sample (called coupon) of a known mass and area into a flow process, immersion for a certain period (usually between 30 to 300 days, and time depends on the aggressiveness of the environment), removing, cleaning from corrosion products and other deposits, and weighing. A loss of coupon weight per unit area during some period is the rate of corrosion of a metal in a specific environment. Weight loss method is standardized and the most accurate among all the existing methods of corrosion monitoring.

Monitoring of the environment and technological parameters

Environmental testing includes chemical analytical, physicochemical, physical, and microbiological methods. These methods are used to determine aggressive components in the environment: pH, CO₂, H₂S, O₂, Cl⁻, SO₄²⁻, suspended solids, hardness, corrosion inducing bacteria, and particles that cause erosion. On the other hand, physicochemical analytical methods (Inductively Coupled Plasma and Rotated Disc Electrode Atomic Optical Emission Spectroscopy) are used for determination of concentration of metals which corroded in liquids with sensitivity ~ 1 ppm and less. Physical and chemical analytical methods should be integrated in natural gas systems. The question is what is the dangerous values of chemical analytical parameters which

define the intensity of corrosion (high or low) in the system? Allowable values depend on the specific system (type of a metal and the environment) and corrosion phenomenon type.

Gas detectors have been developed (PID – photoionization detectors) which can detect hydrocarbon gases at concentrations of 1 ppb. These gas detectors are lightweight and portable.

In many cases, it is important to follow not after absolute values, but after a trend that can suddenly change, and thus we can detect the start of corrosion. Testing of concentrations of corrosion inhibitors, neutralizers, oxygen and hydrogen sulfide removers (scavengers), and biocides in different media and water drainage are important in determination of the efficiency of treatment against corrosion and for the environment.

Monitoring of technological parameters includes measurement of flow rate, temperature, pressure, and dew point temperature.

Advantage of physicochemical analytical methods is their highly sensitivity.

The disadvantages are that the chemical composition of the environment points on a qualitative assessment of corrosion; the presence of corrosion products on metal surface can lead to wrong results; sometimes these methods require a long time to obtain results.

Examination of the border metal-environment

These methods are based on physicochemical properties of the border metal-environment and include electrochemical methods, identification of corrosion products and other deposits on metal surface, and surface morphology of corroded metal. Electrochemical methods (examination of electrical potential and current) can be used only in solutions of electrolytes. These methods are used for monitoring of the efficiency of cathodic protection of underground and submerged pipelines, tanks, and other structures.

Physicochemical methods, such as Scanning Electron Microscopy (SEM), Tunneling Scanning Microscopy (STM), Atomic Force Microscopy (AFM) are used for examination of the surface morphology of the metal; Energy Dispersive

Spectroscopy (EDS), Energy Dispersive X-ray Fluorescence (ED-XRF), X-ray photoelectron spectroscopy are used for identification of corrosion products, deposits and inhibitors on the metal surface. Microbiological testing of deposits and different media is very important to determine the causes of MIC and ways to prevent it.

On-line, real-time corrosion monitoring

On-line measurements are continuous measurements of weight loss and corrosion rate of metals, physicochemical parameters of the system and the environment; data are obtained without disruption of the monitoring processes. Off-line measurements are periodic measurements with a disruption of the monitoring process. Real-time information is obtained immediately, usually for a few minutes. Continuous real-time corrosion monitoring of pipelines is mostly developed. It is necessary to perform its integration with process control system, which means to follow technological parameters with corrosion-state data. Here are some corrosion monitoring systems of pipelines:

a) The Resistance Corrosion Monitoring (RCM) – continuous measurements of pipe wall thickness using the method of ‘electrical resistance’.

b) The Field Signature Method (FSM) – Electrical resistance method for determining the wall thickness of pipes: uniform corrosion, corrosion pits, erosion, and cracks.

c) Advanced ER on-line corrosion probes with fiber optic communication links – Monitoring the effectiveness of anticorrosive chemical injections.

d) In-Line Inspection (ILI) – Survey for evaluating corrosion of pipes and damages. Combination of physical techniques, chemical analytical and physicochemical methods gives wide information of corrosion situation in natural gas pipelines.

Monitoring of efficiency of cathodic protection

Monitoring and examination of the effectiveness of cathodic protection of pipelines are defined in standards. In practice, two criteria for definition of efficiency and integrity of cathodic protection are used. The first criterion is the electrical potential of a protected buried pipeline in soil should be less than -0.85 V with

respect to a saturated copper/copper sulfate reference electrode (see page 105). The second criterion is a minimum of 0.1 V of cathodic polarization between the structure surface and a stable reference electrode contacting the electrolyte.

Close Interval Potential Survey (CIPS) and Direct Current Voltage Gradient (DCVG) are widely used for examination of efficiency of cathodic protection of underground pipelines. DCVG method is based on the potential difference measurements at distances of about one meter above underground pipe that is protected by cathodic protection. The more dimensions of defect in coating, the more the difference in potentials. This method allows to detect defects ~1 cm in coatings on pipes buried in the ground at a depth of 1–2 meters.

Legislation

Important documents have been recently published that outlined significant changes to the Pipeline Safety Regulations that are intended to increase the safety of onshore natural gas transmission and gathering pipelines across the USA [7]. The proposed rule broadens the scope of safety coverage by adding new assessment and repair criteria for gas transmission pipelines located in areas of medium population density where an incident can pose risk to human life. This rule addresses cracking defects, corrosion metal loss and other defects; requirements for monitoring gas quality and mitigating internal corrosion, for external corrosion management programs including aboveground surveys, CIPS, and electrical interference surveys. The first step is materials validation [7]. For this, a design formula is used that accounts for the pipeline's specified minimum yield strength, wall thickness, and diameter multiplied by the class location factor, which is based on population density and the number of residents living within close proximity of the pipeline. For the second step, hydrostatic testing or other approved methods must be used to validate the lengths of pipe that have missing information.

Conclusion

Nondestructive testing and corrosion monitoring are important measures in detection, prediction and prevention of corrosion in natural gas systems. We should distinguish between corrosion monitoring, inspection, and survey. Inspection and

survey operations are planned and carried out periodically. Corrosion monitoring is carried out continuously to obtain realtime information. Nondestructive testing and corrosion monitoring are interdisciplinary issues encompassing wide areas including different techniques, sensors, instruments, data analysis, and use of standards. The more we use various methods and means the more we get complete and up to date picture of corrosion situation. A selection of corrosion monitoring methods depends on the type of equipment or structure, conditions, and objectives. Therefore, there is no absolute and ready proposal for all systems and all cases. It is necessary to use corrosion monitoring methods as much as possible. Using of NDT and corrosion monitoring can reduce the risk of failures almost to zero. Sometimes visual inspection gives no warning to significant failure that requires high cost of repairs in a short time. Therefore, we need continuous monitoring in real time. There is no technology that can detect and immediately inform all kinds of corrosive failures. It is necessary to design and implement NDT and corrosion monitoring methods at the stage of a project design. It is very important to select points of inspection, testing and installation of sensors and coupons. It is recommended to measure the thickness using ultrasonic methods in places where corrosion sensors are installed. Corrosion rates (even uniform corrosion) can vary at different distances and places of equipment and structures. The more locations will be covered by corrosion sensors the more we define and know real corrosion situation.

We should not talk about the cost of corrosion monitoring techniques. This cost is approximately 0.05% of the overall losses of corrosion damage. When corrosion failure occurs the cost of failure (corrosion loss) can be thousands of times higher than the cost of corrosion monitoring methods. Data of NDT methods and corrosion monitoring (thickness and corrosion rates) enter and appear on a computer screen as other technological parameters: temperature, pressure, flow rate, and concentrations of chemicals.

There is a similarity between the corrosion rates and the behavior of the stock market: data in the past do not give guarantee for the future. Any change in the process (temperature, installation of an additional pump, changing the diameter of the

pipe, adding a heat exchanger, flow regime, type of environment, inhibitors, neutralizers, and other chemicals) can cause sudden corrosion. Therefore, it is necessary to analyze all the changes in the system and how they affect corrosion. In light of this, corrosion monitoring and NDT methods represent an important role in preserving of metal equipment and structures in good condition and preventing damage to humans and the environment.

REFERENCES

1. A. J. Kidnay, W. R. Parrish, D. G. McCartney, Fundamentals of Natural Gas Processing, Second Edition, CRC Press Taylor & Francis Group, Boca Raton, FL, USA, 2011, 552 p.
2. NACE MR0175/ISO15156, Petroleum and natural gas industries – Materials for use in H₂S-containing environments in oil and gas production, NACE International, Houston, TX, 2015, 164 p.
3. D. E. Milliams and R.N. Tuttle. ISO 15156/NACE MR0175 – A new international standard for metallic materials for use in oil and gas production in sour environments. Paper no. 03090, NACE CORROSION 2003 Conference, NACE International, Houston, TX, USA, 2003, 10 p.
4. Norsok M-001, Materials Selection, 5th Edition, 2014, 32 p.
5. Heidersbach R (2011) Metallurgy and Corrosion Control on Oil and Gas Production. John Wiley & Sons, Inc, Hoboken, New Jersey, USA.
6. Alec Groysman, Corrosion Problems and Solution in Oil Refining and Petrochemical Industry. Springer, Dordrecht, 2016, 356 p..
7. U.S. Code of Federal Regulations (CFR) Title 49, Part 192, “Transportation of Natural and Other Gas by Pipeline: Minimum Federal Safety Standards”, Washington, DC: Office of Federal Register, 2016.