

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
Повышение эффективности нефтяных скважин в условиях коррозионной агрессивности скаженной продукции

УДК 622.248.3.620.193

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Раупов Абдумаджид Абдурауфович		

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		

Томск – 2018 г.

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
«НАЦИОНАЛ 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	Раупову Абдумаджиду Абдурауфовичу

Тема работы:

Повышение эффективности нефтяных скважин в условиях коррозионной агрессивности скаженной продукции	
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 месторождениям, тексты и графические материалы отчётов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература, учебники.
---------------------------------	--

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.

\

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация 109 с., 10 рисунков, 18 таблиц, 33 источников.

Ключевые слова: НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ ТРУБЫ, ИНГИБИТРЫ КОРРОЗИИ, ТЕХНОЛОГИЯ ПОДАЧИ ИНГИБИТОРА, ПОГРУЖНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ОПТИМАЛЬНАЯ ДОЗИРОВКА, ЭФФЕКТИВНОСТЬ.

Объектом исследования является ингибиторы коррозии и насосно-компрессорные трубы.

Цель работы – провести глубокий анализ ингибиторов коррозии технологии подачи их в скважину и глубокий анализ насосно-компрессорные труб. Определить оптимальную дозировку реагента и оптимальный тип насосно-компрессорных труб для данных условий.

В процессе исследования изучались негативные влияния коррозии на работу глубинно-насосного оборудование, рассматривались наиболее популярные технологии подачи ингибитора в скважину, а также проведён углубленный анализ ингибитор...

Область применения: разработаны рекомендации для достижения наилучших показателей МРП и СНО. Даны рекомендации по эксплуатации месторождений Западной Сибири с применением ингибиторов для защиты от коррозии, а также насосно-компрессорные трубы с наилучшими показателями противокоррозионного сопротивления.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	9
1. ОБЗОР ПРОБЛЕМЫ КОРРОЗИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ СКВАЖИНЫ.....	11
<i>1.1 Факторы, определяющие коррозионную агрессивность нефтяных скважин</i>	<i>11</i>
1.2 Классификация типов коррозионных повреждений на нефтяных месторождениях	16
1.3 Анализ причины коррозионного повреждения подземного оборудования в нефтяных скважинах.....	20
2 СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ ПОДЗЕМНОГО СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	29
2.1. Способы защиты от коррозии.....	29
<i>2.1.1 Технология задавки ингибитора в призабойная зона пласта (ПЗП)</i>	<i>31</i>
<i>2.1.2. Технология периодического дозирования ингибиторов коррозии (ИК) в затрубное пространство скважины</i>	<i>33</i>
<i>2.1.3. Технология непрерывного дозирования с помощью узел дозировки химреагента (УД, УДХ).....</i>	<i>35</i>
<i>2.1.4. Технология непрерывного дозирования с помощью скважинного контейнера</i>	<i>36</i>
<i>2.1.5. Использование капсулированных ингибиторов.....</i>	<i>38</i>
2.2. Оценка коррозионного состояния оборудования.....	39
2.2.1. Мониторинг коррозионного состояния извлекаемых НКТ.....	40
2.2.2. Порядок подготовки образцов труб для последующего металлографического исследования.....	41
2.2.3. Отбор образцов НКТ от подвесок опытных скважин	41
2.2.4. Основные положения по отбору образцов	43
2.2.5. Осмотр образцов НКТ и их подготовка к исследованиям.....	45
2.2.6. Анализ поверхности исследуемых образцов и определение глубины коррозионных повреждений	48
3. АНАЛИЗ КАЧЕСТВА ТРУБ НКТ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х».....	50
3.1. НКТ которые были использованы в 2015 году.....	50
3.2. Насосно-компрессорные трубы(НКТ) Majorack.....	50
3.3. Насосно-компрессорные трубы (НКТ) с внутренним покрытием ТС-3000	51
3.4. Насосно-компрессорные трубы (НКТ) с диффузионно цинковым покрытием (ДЦП).....	51
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ	63

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	73
5. 1 Анализ вредных производственных факторов	75
5.1.1. Повышенный уровень шума на рабочем месте	76
5.1.2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе	77
5.2 Анализ опасных производственных факторов	78
5.2.1. Механические опасности.....	78
5.2.2. Статическое электричество.....	79
5.3. Охрана окружающей среды	81
5.3.1.Охрана атмосферного воздуха от загрязнения	82
5.4. Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения	83
5.5. Охрана и рациональное использование земель	83
5.6. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	85
5.6.1 Существует несколько методов ликвидации разлива нефти:	86
5.7 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	87
Организационные мероприятия	87
Особенности законодательного регулирования проектных решений.....	90
Список литературы	92
Приложение А.....	95

Введение

При добыче нефтепродуктов все компании сталкиваются с коррозией подземного оборудования. Известен тот факт, что оборудование наземное имеет больший срок эксплуатации, чем подземное. Подземное оборудование, как правило, становится непригодным и выходит из строя в первый год эксплуатации, и причиной этому зачастую служит именно коррозия.

С увеличением сроков эксплуатации внутрискважинного оборудования значимость фактора коррозии среди причин отказов ГНО повышается. Решению этой проблемы во многих компаниях уже сегодня уделяется внимания не меньше, чем традиционной проблеме коррозионного разрушения наземного оборудования. Представители добывающих компаний отмечают рост доли коррозионного фонда и процента отказов внутрискважинного оборудования, связанных с коррозией.

В добыче и переработке нефтепродуктов одной из важных проблем стоит коррозия металла комплексов подземного оборудования.

Износ оборудования является одним из значительных факторов опасности, влияющих на состояние промышленной безопасности, возникновение отказов, разгерметизации трубопроводов, приводящих к авариям, сопровождающимся разливами нефти, взрывами и разрушениями.

Главной и основной причиной аварий является коррозия металла. Коррозией называется процесс разрушения материалов в результате взаимодействия с агрессивной средой. При этом в результате химического или физико-химического взаимодействия с окружающей средой происходит потеря их эксплуатационных свойств. Нередко под коррозией подразумевается лишь процесс разрушения металлов, что не совсем правильно, так как понятие коррозии применимо и к неметаллам. Тем не менее механизмы и кинетика коррозионных процессов для металлов и неметаллов будут различными.

Коррозия металлов представляет собой разрушение их поверхности в результате химического или электрохимического взаимодействия с

агрессивной средой. Термодинамически коррозия металлов возможна в случае, если в результате коррозионного процесса уменьшается свободная энергия системы.

В мире коррозия ежегодно приводит к миллиардным убыткам, причем основной ущерб, причиняемый ею, заключается не в потере металла как такового (в мире до 20% металла в год уходит именно в коррозионные отходы), а в разрушении дорогостоящих изделий и оборудования. Еще больший ущерб наносят косвенные потери при простоях оборудования при замене прокорродировавших деталей и узлов, утечке нефти и газа, нарушении технологических процессов. Убытки от коррозии, таким образом, нельзя сводить лишь к прямым потерям – стоимости разрушившихся конструкций, замены оборудования и затратам на мероприятия по защите от коррозии.

В США, по данным NACE, ущерб от коррозии, включая затраты на борьбу с ней, составляют 3,1% ВВП (\$276 млрд в год), в Германии – 2,8% ВВП. В пределах 2–4% ВВП находится этот показатель и в других развитых странах. При этом потери металла, включающие вышедшие из строя металлические конструкции, изделия, оборудование, составляют 10–20% годового производства стали.

В нашей стране нет официальной статистики, которая бы отражала экономический ущерб от коррозии, но, по некоторым оценкам, он составляет не менее 5% от ВВП. Это значит, что объем продукции, эквивалентный годовому производству, к примеру, Новолипецкого металлургического комбината, ежегодно тратится только на восполнение черного металла, пораженного коррозией.

1. ОБЗОР ПРОБЛЕМЫ КОРРОЗИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1 Факторы, определяющие коррозионную агрессивность нефтяных скважин

В настоящее время большое количество месторождений находится на поздней стадии разработки, что характеризует нефть той или иной степенью обводненности. Поэтому в рабочей среде нефтегазового оборудования почти всегда присутствует вода, оказывая в любом агрегатном состоянии коррозионное воздействие на нефтегазовое оборудование у которого снижается надежность и рабочий период.

Взвешенные частицы, органические остатки водорослей, и соединения железа, которые могут содержаться в нагнетаемой в пласт воде, часто закупоривают поровые каналы продуктивного пласта, снижают приемистость нагнетательных скважин и нефтеотдачу.

Обычно вода в пластовых условиях находится вместе с нефтью и газом, в зависимости от расположения, подземные воды подразделяются на краевые пластовые, которые подпирают залежь по внутреннему и внешним контурам; подошвенные, которые подпирают залежь по всей площади, образуя ВНК/ГНК; верхние и нижние воды приурочены к чисто водоносным пластам и залегают выше или ниже нефтеносного пласта; остаточные или связанные, обволакивающие минеральные частицы пород.

Химический состав пластовых вод отличается широким разнообразием (концентрация растворенных минеральных солей, различных компонентов нефти и газа и др.), на которое оказывает воздействие такие факторы как геологический возраст и физико-химический состав горных пород, нефти и газа. Причем по мере разработки месторождения состав и свойства пластовых вод меняется (изменяется температура, снижается давление в пласте, происходит смещение контактов фаз) [8,9].

Пластовые воды подразделяются в зависимости от преобладающего аниона на хлоридные, сульфатные и гидрокарбонатные, от катиона на

натриевые, кальцевые и магнитные. Чаще всего среди вод нефтегазовых месторождений встречаются хлоридно-кальцевые воды и гидрокарбонатно-натриевые.

Хлоридно-кальциевые воды характеризуются весьма большим количеством ионов Ca^{2+} , Na^+ , Mg^{2+} и Cl^- , и не очень много $(\text{CO}_3)^{2-}$, $(\text{HCO}_3)^-$, высокой минерализацией, а плотность изменяется в широких пределах и может достигать $1,2 \text{ г/см}^3$. На некоторых месторождениях в них присутствует большое количество ионов железа (до 300 мг/л).

Гидрокарбонатно-натриевые воды характеризуются содержанием ионов Na^+ и Cl^- и незначительное количество ионов Ca^{2+} , обладают несколько меньшей минерализацией, и их плотность редко превышает $1,07 \text{ г/см}^3$.

Информация о химическом составе подземных вод необходима для гидрогеохимических методов поиска и разведки нефтегазовых месторождений. Непосредственными показателями нефтегазоносности пласта является наличие в подземных водах бензола, нафтеновых кислот, фенолов и газов, насыщенных этаном, бутаном, пропаном. К косвенным показателям нефтегазоносности пласта относят высокую минерализацию, высокое содержание йода, бора, иона аммония, брома, наличие CaCl или гидрокарбоната натрия; повышенную насыщенность азотом биохимического происхождения; низкое содержание сульфат-ионов или полное его отсутствие; высокое содержание диоксида углерода и гелия; а также высокую радиоактивность. Наличие органического углерода приводит к развитию восстановительных условий. Процессу восстановления сульфатов также способствуют сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ), встречающиеся в нефти. Бактерии используют для дыхания сульфат-ионы, а углеводороды служат им источником питания [11]

Химический состав природных вод можно разделить на пять групп [8,9]:

1) главные ионы: Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , и анионы $(\text{HCO}_3)^{-3}$, $(\text{SO}_4)^{2-}$, Cl^- . Кроме этих шести главных ионов, в небольшом количестве, обычно в 10-100 раз меньше, в составе могут встречаться ионы $(\text{CO}_3)^{2-}$, $(\text{HSiO}_3)^-$, K^+ , Fe^{2+} . Ионы Ca^{2+} и Mg^{2+} , гидрокарбоната попадают в воду путем растворения горных пород, содержащих известняки, карбонаты, гипс, доломиты, сложные алюмосиликаты. Ионы K^+ , Na^+ , Cl^- возникают в природных водах при растворении горных пород, содержащих хлориды этих солей. Также ионы хлора в виде кислоты в огромном количестве выбрасываются при извержении вулканов и содержится в сточных водах. Сульфат-ионы появляются в процессе растворения природными водами гипсовых пород, окисления сульфидов, сераорганических соединений и серы. Значительное количество сульфат-ионов попадает в воду с атмосферными осадками из-за загрязнения воздуха промышленными выбросами [10,12].

Показано что, концентрация основных ионов в составе природных вод зависит от степени ее минерализации. В пресных водах чаще всего встречаются ионы $(\text{HCO}_3)^-$, Ca^{2+} , Mg^{2+} . При увеличении общей минерализации воды растет концентрация ионов $(\text{SO}_4)^{2-}$, Cl^- , Na^+ , Mg^{2+} , K^+ . В высокоминерализованных водах в большом количестве содержатся ионы Cl^- , Na^+ , реже встречаются ионы Mg^{2+} и очень редко Ca^{2+} . В воде концентрация одного из главных анионов и одного из главных катионов всегда преобладает среди концентрации других ионов, поэтому природные воды по химическому составу классифицируют в зависимости от преобладающих в ней анионов и катионов.

2) растворенные газы: азот, кислород, углекислый газ, водород, сероводород, встречаются и инертные газы - гелий, аргон. Присутствие в воде газов углеводородной 35 природы (метана, этана, пропана) связано с близостью нефтеносных и газовых месторождений. Чаще всего газы в подземных водах находятся в состоянии молекулярных растворов. Количество растворенного газа в воде выражается газонасыщенностью, которая измеряется в объёмных

единицах – см³/л. Химический состав и газонасыщенность растворенных газов в воде [13,14] подвержен гидрохимической зональности: ближе к поверхности встречаются газы (азот, кислород и углекислый газ), входящие в состав воздуха,

а по мере погружения в толщи грунта среди водорастворимых газов появляется сероводород, гелий, углеводородные газы, и растет газонасыщенность.

3) биогенные вещества - соединения, необходимые для жизнедеятельности различных организмов и которые образуются в процессе их метаболизма. Такими веществами являются органические и неорганические соединения азота, фосфора, железа и кремния. Азот. органические соединения азота могут быть представлены белками, а также продуктами их распада. При разложении белка бактериями аммонификаторами образуются ионы аммония NH₄⁺. Также в воде присутствуют ионы аммония неорганического происхождения, которые образуются в процессе восстановления нитратов и нитритов гумусовыми веществами, углеводородами, сероводородом и т.д. Кремний встречается в природной воде, в виде ионов HSiO₃ - при растворении кремниевой кислоты, кремнийорганических соединений, а также частиц кремниевой и поликремневых кислот, алюмосиликатов в коллоидном и взвешенном состоянии. Количественное содержание кремния в природных водах обычно находится в пределах 10...30 мг/л. однако в пластовых водах нефтяных залежей может достигать нескольких сотен миллиграммов на литр. Соединения кремния часто вызывают появление на стенках нефтегазового оборудования труднорастворимые отложения солей. Соединения железа чаще всего содержатся в подземных водах. Их поступление в раствор связывают с окислением сульфидных руд, руд, содержащих железо под действием различных кислот. В воде железо обычно находится в виде ионов Fe²⁺ и Fe³⁺, органических и неорганических комплексных соединений, в коллоидном состоянии и в виде взвесей FeS, Fe(OH)₂, Fe(OH)₃. Содержание железа в природной воде обычно не превышает десятков миллиграммов на литр. В

рабочих средах нефтегазового оборудования ионы железа образуются за счет растворения металлического оборудования, и косвенно могут служить признаками коррозионного процесса.

4) органические соединения различные продукты жизнедеятельности организмов, живущих в воде, и гумусовые соединения, образующиеся при разложении остатков различных организмов. В состав водного гумуса входят лигнинопротеиновые соединения, углеводы и жиры. Гуминовые соединения в зависимости от размера молекул могут находиться в воде в виде истинных и коллоидных растворов, а иногда в виде взвесей. Концентрация этих веществ обычно в воде невелика, но иногда может достигать 50 мг/л и выше. особенно их много в воде болот, пластовых водах нефтегазовых месторождений, а также в сточных водах нефтяных промыслов и других промышленных производств.

5) микроэлементы - растворенные вещества, содержание которых в воде составляет менее 1 мг/л. В природных водах микроэлементы могут находиться в виде ионов, молекул, коллоидных частиц и взвесей, они также входят в состав органических и неорганических комплексов. Для геофизиков и геологов наибольший интерес представляет присутствие некоторых ионов J^- , Br^- , F^- , элементов В, Li, Sr, Ba, радиоактивные элементы, а также элементы рудообразующих минералов. Содержание ионов галогенов, таких как йод и бром в природных водах колеблется от сотых долей до десятков мг/л, однако в водах нефтяных месторождений их количество резко возрастает. элементов В, Li, Sr, Ba, радиоактивные элементы, а также элементы рудообразующих минералов. Содержание ионов галогенов, таких как йод и бром в природных водах колеблется от сотых долей до десятков мг/л, однако в водах нефтяных месторождений их количество резко возрастает.

1.2 Классификация типов коррозионных повреждений на нефтяных месторождениях

На сегодняшний день для описания тех или иных видов коррозии и вызываемых ими коррозионных повреждений поверхности часто используют терминологию международного стандарта ИСО 8044 «Коррозия металлов и сплавов. Словарь»

При контакте пластовых флюидов со скважинным оборудованием возможно проявление следующих видов:

- общая (неравномерная) коррозия
- локальная (местная) коррозия

Характер общей коррозии отличается тем, что ее площадь поражения гораздо больше, чем глубина коррозионного проникновения.



Рисунок 1 - Общая (неравномерная) коррозия

Для промышленности общая коррозия представляет меньшую опасность, чем локальная, так как незначительна глубина проникновения коррозии (0,1 – 0,5 мм/год).

Основными видами локальной коррозии являются

Язвенная коррозия

Язвенная коррозия характеризуется тем, что начавшись в одной точке на поверхности металла, идет далее примерно с одинаковой скоростью как вглубь металла, так и на поверхности. Глубина поражения сопоставима с диаметром язвы. Склоны язв хорошо выражены, площадь дна намного меньше площади поверхности. Глубина проникновения от 1 до 5 мм/год



Рисунок 1.2. Язвенная коррозия

Питтинговая (точечная) коррозия

Питтинговая (точечная) коррозия характеризуется большей скоростью распространения вглубь, чем вширь. Глубина проникновения намного больше диаметра основания. Вследствие малого диаметра основания (0,3 – 3,0 мм), глубину проникновения визуально оценить трудно.

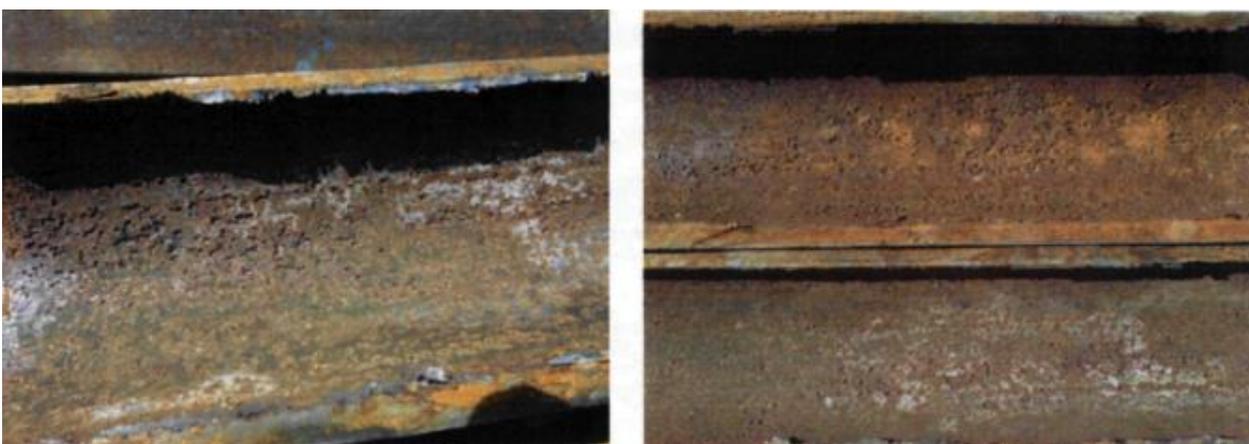


Рисунок 1.3. Питтинговая (точечная) коррозия внутренней поверхности НКТ

Мейза-коррозия

Мейза-коррозия (от англ. mesa- плато, плоскогорье)- характеризуется значительными по площади областями локальных коррозионных повреждений, которые перемежаются площадями металла, вообще не затронутыми коррозией (островки). Иногда внутри одной язвы развивается другая язва (т. н. «язва в язве»). Глубина проникновения может достигать до 45 мм/год. В свою очередь мейза-коррозию можно разделить на две разновидности: коррозия в виде плато, когда площади пораженных участков сопоставимы или превышают площадь непораженной поверхности, и коррозию в виде глубоких язв с острыми краями с относительно небольшими площадями поражения.



Рисунок 1.4. Воздействие мейза-коррозии на внутренний и внешний вид Насосно-компрессорных труб

Коррозия в виде бороздок (канавок)

Коррозия в виде бороздок (канавок) характеризуется образованием на поверхности протяжённых локальных повреждений в виде бороздок представляющих собой небольшие углубления в металле расположенных в продольном направлении для такого вида повреждений характерным является тот факт, что протяженность повреждения (2-4м) значительно больше чем ее ширина (10-30 мм) в основном они образуются в результате спуско-подъемных операций и скорость коррозии может достигать 1-3 мм/год.



Рисунок 1.5. Коррозия в виде бороздок на корпусе – погружного электродвигателя

Коррозия в виде плато

Коррозия в виде плато характеризуется образованием на поверхности металла плоского углубления (плато) различных форм (круглые, овальные, рельефные) с характерными небольшими но многочисленными язвенными повреждениями, расположенными на границе плато с неповрежденным металлом.

Скорость данного вида коррозии может достигать 1-3 мм/год. Возможно, причиной таких повреждений может быть действие переменного тока при утечках из кабельной линии.



Рисунок 1.6. Коррозия в виде плато на внешних стенках Насосно-компрессорных труб

Контактная коррозия

Контактная коррозия возникает в результате воздействия блуждающих токов (как постоянного, так и переменного) появляющихся между кабелями и ЭЦН реже НКТ. Возможно также образование контактной коррозии на корпусах ПЭД при наличии дисбаланса тока либо токов утечки с обмотки статора.



Рисунок 1.7. Контактная коррозия

При проведении промысловых обследований, поврежденных НКТ для составления классификация типов коррозионных повреждений погружного оборудования в скважинах на примере X нефтяного месторождения, выявлена практически во всех случаях намагниченность труб.

1.3 Анализ причины коррозионного повреждения подземного оборудования в нефтяных скважинах

Физико-химические свойства пластовой продукции, т.е. нефти, газа и воды определяют их коррозионные свойства, в первую очередь свойствами воды. Однако, результирующая агрессивность скважинной продукции зависит также от ряда внутренних и внешних факторов, связанных с конкретными условиями. Это условия залегания нефти, газа и воды в пласте, стадии, способа разработки и эксплуатации месторождения, а также технологии добычи, подготовки и транспорта [3,4].

К нефтепромысловому оборудованию относится совокупность агрегатов и систем, необходимых для существования нефтегазовой отрасли. В

первую очередь это техника для бурения, освоения и ремонта скважин, оборудование для подготовки, хранения и транспортировки.

По воздействию коррозионных факторов нефтепромысловое оборудование можно классифицировать следующим образом:

1) Буровое оборудование, в первую очередь обсадные колонны. Также к данной категории относятся цементирующее, противовыбросовое оборудование, насосно-компрессорные трубы, штанги, металлоконструкции буровых установок, АСУ, фонтанные елки, фланцы, краны и др.

2) Система ППД. Включает в себя участки водозабора, магистрали подвода воды, очистные сооружения подготовки воды к закачке ее в нефтяной пласт, кустовые насосные станции высокого давления, находящиеся на территории промысла, разводящие трубопроводы с водораспределительными гребёнками, от которых вода идет к нагнетательным скважинам.

3) Системы сбора и транспорта нефти и газа. Она состоит в общем из оборудования для сбора и транспорта пластовых флюидов на территории нефтепромысла.

4) Оборудование подготовки нефти и газа. Это различные машины и агрегаты, такие как сепараторы, обессоливающие и обезвоживающие системы, абсорберы, подогреватели, печи и теплообменники, газокomppressorные станции, деэмульсаторы, дегазаторы и др.

5) Оборудование для хранения нефти и газа. Для хранения нефти, темных и светлых нефтепродуктов, масел и конденсата применяют емкости и резервуары различных типов и объемов. Коррозионному разрушению наиболее подвержено оборудование и системы, в рабочей среде которого содержится вода в каком-либо агрегатном состоянии, что часто способствует развитию коррозии.

Коррозия обсадных колонн и ее причины

Обсадная колонна является составной частью оборудования скважины. Через цементное кольцо она частично или полностью контактирует с коррозионно-агрессивными компонентами пород. Строительство скважины не может обойтись без цементирования скважинного ствола. В случае нарушения герметичности обсадных колонн часто происходит изменение физико-химических свойств жидкостей водоносных и продуктивных горизонтов, нарушение режима работы, а также появление экологических проблем. Восстановление герметичности ствола скважины требует проведения ремонтных работ, простоев. В следствие чего увеличивается время контакта скважин с коррозионно-агрессивными компонентами. Скорость движения коррозии также увеличивается с повышением давления, температуры.

Обсадная колонна подвергается коррозии как с внешней (контактирует с различными по составу, структуре и насыщенности пластами), так и с внутренней стороны (с пластовой водой, нефтью, и попутными газами), причем коррозионное разрушение внешней стенки является преобладающим.

В местах контакта с агрессивными компонентами развивается электрохимическая коррозия. После окончания бурения, коррозионное воздействие продолжается за счет влияния компонентов среды в условиях статик

и. При смене режима в нефте- и водоносных пластах происходит продвижение воды в радиальном и вертикальном направлениях. Таким образом, процесс коррозии начинает протекать в динамических условия.

Целый ряд факторов оказывает влияние на скорость коррозии металла обсадной колонны. Это в первую очередь содержание углекислого газа, кислорода, сероводорода, а также кислотность, скорость движения среды, температура, высокая минерализация и наличие коррозионно-опасных микроорганизмов.

Внутренняя стенка обсадных колонн подвергается чаще локальной коррозии под воздействием сероводорода и углекислого газа, особенно в присутствии воды, однако, при высоком давлении в затрубное пространство и высоком газовом факторе могут появляться и другие виды коррозии, например, коррозионное или сульфидное растрескивание под напряжением. При закачке воды в пласт скорость коррозии колонн значительно увеличивается и зависит в основном от физико-химических свойств.

Коррозия насосно-компрессорных труб, скважинных насосов и штанг

Для транспортировки пластовой жидкости и газа из скважины на поверхность применяются насосно-компрессорные трубы. Если добываемая продукция поднимается по кольцевому пространству между внутренней стороной обсадной колонны и внешней НКТ, коррозионное воздействие данной среды на обе стенки практически одинаково. Помимо этого, коррозии поддается, и внутренняя поверхность НКТ. Скорость данной коррозии зависит: состава, свойств добываемой продукции, пластовой воды и попутного нефтяного газа, от структуры и режима движения потока из скважины, от содержания коррозионно-активных компонентов (H_2S , CO_2 , низкомолекулярных кислот, O_2), от механических примесей в потоке жидкости, возможности появления солеотложений и АСПО, от колебаний давления и температуры в скважине, уровня механического и коррозионного износа при трении, от применения способов интенсификации добычи нефти и газа, от заводских дефектов труб, качества резьбовых соединений и других факторов.

При невысоком содержании агрессивных компонентов в скважинной продукции коррозия НКТ незначительна даже при высокой обводненности. При газлифтной эксплуатации скважин в качестве рабочего агента часто выбирают неподготовленный сероводородсодержащий газ, отчего коррозия подземного оборудования скважин заметно увеличивается. Наличие

механических примесей, например, песка в потоке жидкости, приводит к гидроэрозионному и коррозионному износу внутренней поверхности НКТ.

Сероводород в нефти приводит к коррозионному растрескиванию, наводораживанию и износу НКТ. Эти факторы также влияют на надежность и долговечность колонны штанг и насосного оборудования. Наличие сероводорода в продукции газовых и нефтяных скважин является одним из неприятных моментов при разработке и обустройстве месторождения. От количественного содержания сероводорода в добываемом флюиде зависит выбор марки стали, заводские дефекты при изготовлении штанг и приобретенные дефекты, связанные со СПО при свинчивании ключами, методы механической и термической обработки металла.

Долговечность скважинного оборудования зависит также от ремонта скважин, отключения электроэнергии и других причин, влекущих за собой продолжительный простой скважины, во время которых происходит накопление на забое воды. А длительный контакт воды и металла с электролитом, содержащим агрессивные компоненты. В первую очередь среда приводит к контактной коррозии плунжерной и клапанной пар скважинных насосов, что приводит к заклиниванию, нарушению герметичности и т.д.

Коррозия оборудования системы сбора и транспорта нефти

На настоящее время на нефтепромыслах наибольшее распространение получила напорная герметизированная система сбора и транспорта нефти. Нефть и содержащийся в ней попутный газ от нескольких скважин по отдельным выкидным линиям поступает в блочные ГЗУ.

В дальнейшем нефть по нефтесборным коллекторам через ДНС или СП поступает на концевые сепарационные установки, далее в резервуары и на установки по подготовке нефти. Однако, агрессивность добываемой продукции сохраняется в данных герметизированных системах.

На коррозию нефтесборного оборудования оказывают влияние такие факторы, как технологическая схема сбора и транспортировки нефти, технологические операции, проводимые на трубопроводах, гидравлический

режим потока продукции при транспорте, физико-химические свойства добываемой продукции и изменение их во времени.

Первоначальная агрессивность нефти, добываемой из скважины, зависит от содержания в ней агрессивных компонентов (H_2S , CO_2 , O_2), а при разгерметизации добывающих скважин кислорода, которые в присутствии водной фазы служат активными деполяризаторами процесса коррозии. При определенных гидравлических режимах перекачки водонефтяная эмульсия может даже расслоиться в нефтесборных трубопроводах. Это приводит к тому, что водная фаза может перемещаться по трубопроводу с меньшей скоростью, чем нефтяная фаза. Часто образуются застойные зоны с водой, и наблюдается проскальзывание фаз относительно друг друга. При небольших скоростях потока выделившаяся из нефти вода и механические примеси не выносятся из системы нефтесбора, что способствует более эффективному образованию микро- и макрогальванических элементов на поверхности трубопровода и развитию процессов электрохимической коррозии, вплоть до сквозных разрушений. В качестве компонентов, ускоряющих скорость коррозии металлической поверхности, могут служить продукты коррозии, например, сульфид или гидроксид железа, частицы песка, глины, барита и т.п., отложения солей, остатки отмерших или колонии живых микроорганизмов, а также неоднородность концентрации ионного состава в объеме водной фазы и содержания в ней агрессивных компонентов и др. При наличии газовой фазы в эмульсии резко снижается истинное сечение трубопровода, что также необходимо учитывать.

Причем наличие газовой фазы характеризуется значительными скоростями ее проскальзывания относительно жидкости. При высоком содержании газовой фазы наблюдается пульсация потока эмульсии, что приводит к усугублению процесса коррозионной усталости, а аварии сопровождаются взрывами и пожарами. образование волн в трубопровод приводит к периодическому перекрытию газового канала, что является основным источником вибраций трубопровода. Механохимический эффект

часто сводится к появлению концентраторов напряжений на поверхности трубопровода, что приводит к образованию коррозионных макроэлементов значительной мощности с активизацией анодных процессов. Выявлены общие закономерности влияния параметров эксплуатации нефтепроводов на их скорость коррозии. В связи с этим факторы, определяющие интенсивность развития коррозионных процессов, могут быть разбиты на три группы: первая определяет гидравлический режим работы трубопровода (внутренний диаметр, расход жидкости, скорость потока смеси, содержание газовой фазы, продолжительность движения продукции по трубопроводу); вторая описывает физико-химические свойства жидкости (обводненность и плотность нефти, суммарное содержание асфальтенов и смол, наличие коррозионно-агрессивных компонентов); третья характеризует термодинамические условия потока (давление, температура). В связи с этим выявлено, что разрушение нефтепроводов зависит от совокупности действия этих групп факторов. Для снижения вязкости перекачиваемой по трубопроводам нефти, уменьшения стойкости водонефтяных эмульсий перед ее подготовкой в перекачиваемую среду вводят деэмульгаторы. Их введение особенно эффективно на групповых замерных установках или непосредственно на устье добывающей скважины. При введении деэмульгатора проявляется нарушение агрегативной устойчивости эмульсий, что приводит к выделению водной фазы, смачиванию ей металлической поверхности и потенциальной опасности развития коррозионных процессов. Это зависит от степени обводненности нефти, характера и природы естественных стабилизаторов водонефтяных эмульсий, содержания коррозионно-активных компонентов, а также свойств деэмульгаторов или других ПАВ, введенных в технологическую среду. Коррозионная агрессивность водонефтяных эмульсий, в которых отсутствуют сероводород, сульфиды железа, коррозионноопасные микроорганизмы, растворенные газы, органические и неорганические кислоты, особенно возрастает при попадании в них кислорода при разгерметизации систем эксплуатации скважин или нефтегазосбора. Таким образом, выделение из

водонефтяной эмульсии воды способствует развитию коррозии выкидных линий и нефтесборных коллекторов. Однако увеличение скорости коррозии наблюдается только при наличии стимуляторов коррозии.

В результате накопления на пониженных участках трубопроводов механических примесей, продуктов коррозии, отложений солей, образования колоний коррозионно-опасных микроорганизмов.

Коррозия оборудования системы сбора и транспорта газа

При сборе, транспорте, подготовке и переработке углеводородных газов достаточно часто имеет место углекислотная и сероводородная коррозия. Диоксид углерода и реже сероводород являются естественными компонентами, присутствующими в природном газе (ПГ) и попутном нефтяном газе (ПНГ). Особенностью ПНГ, отличающей его от ПГ, является наличие дополнительных компонентов: кислорода, хлоридов, механических примесей, тяжелых углеводородов и химических реагентов, используемых при интенсификации добычи нефти. Перечисленные компоненты способствуют активизации и локализации коррозионных процессов. По мере разработки месторождений нефти и вовлечения в переработку на газоперерабатывающих комплексах, в ПНГ количество негативных примесей возрастает [5].

Коррозия оборудования систем поддержания пластового давления (ППД)

На сегодняшний день 85 % нефти добывается с применением методов воздействия. Преобладающим методом является поддержание пластового давления с помощью закачки в пласт воды и качеству воды для ППД предъявляются особые требования [6]. Не правильно подобранный состав может вызывать образование нерастворимых соединений при взаимодействии с пластовой водой, что может привести к закупорке порового пространства. Поэтому вода для ППД должна обладать химической совместимостью с пластовой [7].

Качество воды характеризуют следующие параметры: солевой состав воды и ее плотность, КВЧ, количество нефтепродуктов, железа и его

соединений, дающих при окислении O_2 нерастворимые осадки, сероводорода, а также микроорганизмов, способствующих коррозии водоводов и оборудования.

Растворенный в воде кислород вызывает интенсивную коррозию металла способствует развитию в пласте аэробных бактерий. Углекислый газ понижает кислотность воды и приводит к разрушению защитных окисных пленок на металле, а также к усилению коррозии оборудования. Сероводород образует, реагируя с железом, твердые уносимые потоком воды частицы сернистого железа, а при наличии кислорода – сернистую кислоту. Он может образовываться в результате восстановления содержащихся в воде сульфатов кальция углеводородами нефти с выделением диоксида углерода и в виде осадка карбоната кальция. Наличие его в продукции добывающих скважин приводит к усилению коррозии нефтегазодобывающего оборудования.

При контроле за составом закачиваемой сточной воды уделяют особое внимание также условиям возможного развития и размножения так называемых сульфатовостанавливающих бактерий. Они существуют за счет расщепления органических и неорганических веществ и развиваются как при отсутствии свободного кислорода (анаэробные бактерии), так и при наличии растворенного в воде кислорода (аэробные бактерии). При выносе же на поверхность сульфид железа вызывает образование трудноразрушимого промежуточного слоя в резервуарах системы подготовки и хранения промышленной продукции.

2 СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ ПОДЗЕМНОГО СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Как было сказано ранее, коррозия скважинного оборудования приводит к огромным потерям, поэтому практически во всех нефтегазовых и сервисных компаниях применяются те или иные виды защиты от коррозии. На примере Урманского месторождения можно посмотреть, что добывающий фонд на 2018 год состоит из 148 добывающей скважины среди них подвержены 31 скважина коррозионному воздействию. Основной целью предприятий, которые занимаются добычей нефти и газа это максимальное извлечение прибили.

Для достижения поставленной цели стараются увеличить объёмы производства и уменьшить производственные затраты. Эффективным методом сокращения себестоимости добываемой нефти это максимальное уменьшение от простоя скважины и сокращение затрат на подземный ремонт.

2.1. Способы защиты от коррозии

Защита от коррозии – это комплекс мер, закладываемый на стадии конструирования, осуществляемых в процессе извлечения и проводимых в ходе эксплуатации различных машин и конструкций. В связи с этим защиту можно осуществлять путем воздействия либо на материал, либо на конструкцию, либо на сому коррозионную среду. Выбор способа защиты определяется эффективностью и экономической целесообразностью.

Подачу ингибитора коррозии в добывающие скважины осуществляют следующими способами:

1) Периодическая закачка (задавка) раствора ингибитора в призабойную зону продуктивного пласта.

2) Периодическое дозирование (подача) ингибитора в кольцевое пространство между обсадной колонной и НКТ (затрубное пространство скважины).

3) Постоянное дозирование (подача) ингибитора в затрубное пространство скважины с помощью дозировочной установки (ДУ, УДХ).

4) Постоянное дозирование (подача) ингибитора на приём насоса с помощью дозирочной установки (ДУ, УДХ) и специальных трубок, которые при подземном ремонте устанавливаются с внешней стороны НКТ.

5) Непрерывное дозирование растворимого твердого ингибитора из скважинного контейнера.

6) Непрерывное дозирование капсулированного ингибитора коррозии

Таблица 2.1 - Зоны и типы коррозионных повреждений

№	Зона коррозионного повреждения	Вид и тип коррозионного повреждения	Перечень технологий
1	Зона 1 – ПЭД	Сплошная коррозия, Местная – язвенная, мейза-коррозия	1. Контейнер-дозатор ингибитора 2. Капсулированный ингибитор. 3. Защитное покрытие поверхности двигателя. 4. Протекторная защита. 5. Задавка ингибитора в пласт. 6. Дозирование ингибитора через трубку ниже ПЭД.
2	Зона 2 – рабочие органы ЭЦН	Сплошная коррозия, Местная – язвенная, мейза-коррозия	1. Контейнер - дозатор ингибитора. 2. Капсулированный ингибитор. 3. Дозирование ингибитора в затрубное пространство. 4. Задавка ингибитора в пласт 5. Дозировка ингибитора через трубку ниже ПЭД.
3	Зона 3. – насосно-компрессорные трубы	Внешняя сплошная, местная – язвенная, мейза-коррозия	1. Применение труб из коррозионностойкого материала. 2. Применение труб с внешним металлизированным покрытием. 3. Применение стеклопластиковых труб. 4. Закачка ингибитора в затрубное пространство. 5. Электрохимзащита.
4	Зона 3. – насосно-компрессорные трубы	Внутренняя сплошная коррозия,	1. Применение труб из коррозионностойкого материала.

		местная – язвенная, мейза-коррозия	2. Применение труб с металлизированным покрытием. 3. Применение труб с силикатно-эмалевым покрытием. 4. Применение труб с полимерным покрытием. 5. Закачка ингибитора в затрубное пространство. 6. Применение контейнеро-дозаторов. 7. Применение капсулированных ингибиторов. 8. Применение стеклопластиковых труб. 9. Задавка ингибитора в пласт. 10. Дозирование ингибитора через трубку.
5	Зона 4 - нефтесборный коллектор скважины	Внутренняя сплошная коррозия, местная – язвенная, мейза-коррозия	1. Закачка ингибитора коррозии в затрубное пространство. 2. Закачка ингибитора в коллектор с устья скважины. 3. Применение внутреннего покрытия.

2.1.1 Технология задавки ингибитора в призабойная зона пласта (ПЗП)

Технология обработки скважины методом нагнетания раствора ингибитора в призабойную зону продуктивного пласта включает следующие последовательные операции:

- выбор ингибитора коррозии и определение его концентрации, обеспечивающей в данной системе необходимый защитный эффект или ОСК;
- расчет массы ингибитора коррозии для нагнетания в призабойную зону, объема воды (нефти) для приготовления раствора ингибитора коррозии и объема воды, нагнетаемой в призабойную зону после раствора ингибитора коррозии;
- спуск технологических НКТ ниже интервала перфорации;
- промывка скважины (при открытом затрубе) технической (сеноманской) водой с двукратным замещением жидкости в НКТ;

- подъем технологических НКТ на 2...3 м выше кровли интервала перфорации;
- определение приемистости пласта - если она менее 100 м³/сут, то нагнетание раствора ингибитора в призабойную зону проводить не следует;
- приготовление раствора ингибитора коррозии в бойлере или в мерной емкости агрегата ЦА-320;
- нагнетание раствора ингибитора в призабойную зону пласта (при закрытом затрубье) агрегатом ЦА-320;
- "продавка" раствора ингибитора коррозии в пласт технической (сеноманской) водой (при закрытом затрубье) агрегатом ЦА-320;
- Реагирование – скважину закрывают на 6...12ч и прекращают все работы, чтобы ингибитор коррозии адсорбировался на породе пласта;
- подъем технологических НКТ и спуск подземного оборудования;
- запуск скважины и вывод ее на рабочий режим.

Когда призабойную зону продуктивного пласта используют как естественный дозатор, то, как и при применении ингибиторов солеотложений, действует эмпирическое правило "одной третьей". Это правило заключается в следующем - третья часть закачанного в пласт ингибитора коррозии необратимо адсорбируется на породе пласта (при первых нескольких обработках), третья часть закачанного в пласт ингибитора коррозии выносится за первые несколько суток (от 3 до 15) после начала работы скважины, и только оставшаяся треть закачанного в пласт ингибитора коррозии выносится длительное время. Поэтому расчет массы ингибитора коррозии для нагнетания в призабойную зону продуктивного пласта производят по формуле:

$$M_{инг1} = 3 * C_{и.р.} * Q_{ж} * T_{в} * 10^{-3}, \quad (1)$$

где:

$M_{инг1}$ - масса ингибитора коррозии для нагнетания в призабойную зону продуктивного пласта, кг;

$C_{и.р.}$ - концентрация данного ингибитора коррозии в добываемой жидкости, обеспечивающая в данной системе необходимый защитный эффект

или ОСК, г/м³ (примерно г/т);

$Q_{ж}$ - дебит скважины по жидкости, м³/сут (примерно т/сут);

$T_{в}$ - планируемое время "выноса" ингибитора коррозии из пласта, сут (обычно не более 90 сут);

10^{-3} - множитель перевода граммов в килограммы;

3 - коэффициент правила "одной третьей".

Объем продавочной жидкости (V , м³) вычисляется по формуле:

$$V = m * \pi * R_2 * H_{пл} + V_0 + V_1 \quad (2)$$

где:

m - эффективная пористость продуктивного пласта, доли единицы. Для продуктивных пластов Самотлорского месторождения 0,22-0,25;

$\pi = 3,14$;

R_2 - внутренний радиус проникновения оторочки раствора ингибитора в пласт, м. Принимается в пределах от 1,5 до 2,0 м и уточняется по результатам наблюдения за продолжительностью выноса реагента;

$H_{пл}$ - мощность пласта, м;

V_0 - объем НКТ либо кольцевого пространства скважины, м³;

V_1 - объем эксплуатационной колонны от приема насоса или входа в НКТ до нижних перфорационных отверстий, м³.

2.1.2. Технология периодического дозирования ингибиторов коррозии (ИК) в затрубное пространство скважины

Технология обработки скважин методом периодической подачи раствора ингибитора коррозии в затрубное пространство скважин является более простой по сравнению с описанной выше технологией нагнетания раствора ингибитора в призабойную зону продуктивного пласта. Отчасти поэтому метод подачи ингибитора в затрубное пространство и распространен более широко. Ингибитор коррозии подают в затрубное пространство скважин. Преимущество данной технологии по сравнению с технологией нагнетания раствора ингибитора в призабойную зону продуктивного пласта

заключается в том, что обработки можно производить периодически, при эксплуатации скважин, а не только во время подземных ремонтов. Недостатком данной технологии является необходимость более частых (в среднем 1 раз в 30 сут) обработок. Технология периодической подачи раствора ингибитора коррозии в затрубное пространство скважин решает следующие основные задачи:

- защита от коррозии подземного оборудования скважин с межремонтным периодом более 60...150 сут, когда технология нагнетания раствора ингибитора в призабойную зону продуктивного пласта становится малоэффективной;
- экономия ингибиторов коррозии (за счет отсутствия необратимой адсорбции на породе пласта).

Технология периодической подачи раствора ингибитора коррозии в затрубное пространство скважин состоит из следующих основных операций:

- выбор ингибитора и определение его концентрации, обеспечивающей в данной системе необходимый защитный эффект или ОСК;
- расчет массы ингибитора для подачи в затрубное пространство скважины и расчет объема нефти (воды) для приготовления раствора ингибитора коррозии;
- приготовление раствора ингибитора в бойлере или мерной емкости агрегата ЦА-320;
- подача раствора ингибитора в затрубное пространство скважин агрегатом ЦА-320 без остановки УЭЦН (при закрытой затрубной задвижке).

Расчет массы ингибитора коррозии для подачи в затрубное пространство скважины производят по формуле:

$$M_{\text{инг2}} = 2 * C_{\text{и.р.}} * Q_{\text{ж}} * T_0 * 10^{-3} \quad (3)$$

где:

$M_{\text{ИНГ2}}$ - масса ингибитора коррозии для подачи в затрубное пространство скважины, кг;

$C_{\text{и.р.}}$ - концентрация данного ингибитора коррозии в добываемой жидкости, обеспечивающая в данной системе необходимый защитный эффект или ОСК, г/м³;

$Q_{\text{ж}}$ - дебит скважины по жидкости, м³/сут;

T_0 - периодичность обработок данной скважины ингибитором коррозии, сут;

10^{-3} - множитель перевода граммов в килограммы;

2 - коэффициент, учитывающий тот факт, что около половины ингибитора коррозии выносится за первые несколько суток.

2.1.3. Технология непрерывного дозирования с помощью узел дозировки химреагента (УД, УДХ)

При непрерывном дозировании с помощью УД (УДХ) без специальных трубок ввод ИК осуществляется непосредственно в затрубное пространство скважины через узел ввода химреагента.

При непрерывном дозировании с применением специальных трубок работы по монтажу капиллярной трубки дозировочного насоса производятся согласно требований, приложенных к ним, и правил строительно-монтажных работ (СМР).

При непрерывном дозировании в затрубное пространство или выкидную линию скважины суточный расход ИК (как правило, товарная форма) (G , кг/сут.) рассчитывается по формуле:

$$G = Q_{\text{ж}} \cdot C_{\text{и.р.}} \cdot 10^{-3} \quad (4)$$

Производительность дозировочного насоса (q , дм³/час) вычисляют по формуле:

$$q = \frac{Q_{\text{ж}} \cdot C_{\text{и.р.}} \cdot 10^{-3}}{24 \cdot \rho \cdot P_{\text{и.к.}}}, \quad (5)$$

где:

$Q_{\text{ж}}$ – объем добываемой жидкости, м³/сут;

ρ - плотность ингибитора, кг/м³;

$P_{ик}$ – доля ингибитора коррозии в дозирочном растворе (при закачке товарной формы реагента $P_{ик}=1$);

$C_{и.к.}$ – концентрация ингибитора коррозии, г/м³.

В течение первых суток ингибитор подается в режиме «ударной дозировки», которая в 2-3 раза превышает оптимальную дозировку. Затем его расход снижается до оптимальной дозировки.

Контроль за уровнем защиты от коррозии производится на основании установленной периодичности отбора проб жидкости и определения остаточного содержания ИК в воде. По остаточному содержанию ИК производится регулировка подачи дозирочного насоса. Данные работы могут выполнять работники ДЗО или Подрядчика.

2.1.4. Технология непрерывного дозирования с помощью скважинного контейнера

Технологическая схема применения ингибитора в контейнере сводится к следующему: первым в скважину спускается контейнер, затем фильтр при добыче нефти штанговым насосом или фонтанным способом, затем хвостовик. В конце устанавливается насосное оборудование и колонна НКТ.

Погружной скважинный контейнер (ПСК) для ингибитора коррозии предназначен для доставки в рабочую зону скважины реагентов, имеющих твердую консистенцию. В качестве реагентов могут быть использованы как чистые вещества, так и композиции, где один из реагентов является веществом-носителем. Поверхность реагента, содержащегося в полости контейнера, через перфорацию в стенках контейнера омывается продукцией скважины. Структура реагента позволяет водонефтяной эмульсии постепенно растворять содержимое контейнера, обуславливая дозированный расход ингибитора.

Контейнер используется при эксплуатации нефтяных скважин погружными УЭЦН и в рабочем положении располагается ниже УЭЦН. ПСК крепится к нижней части УЭЦН, а находящийся в нем реагент благодаря

невысокой растворимости в добываемой продукции осуществляет защиту всей насосной установки

Контейнер предназначен для эксплуатации в скважинах:

- с внутренним диаметром обсадной колонны не менее 127 мм;
- с кривизной ствола скважины до 2,5 0 на 10 метров;
- давление на глубине спуска ПСК не более 20 Мпа;
- температура на глубине спуска ПСК от 60 до 120 °С;
- обводненность от 0 до 99 %;
- производительность не более 150 м³/сут.

Контейнер скважинный состоит из нижней секции с переводником и муфтой, одной или более верхних секций с муфтами и узла крепления. Нижняя секция состоит из секций с ингибитором коррозии, соединенных между собой муфтами, дозатора с колпаком и узла крепления. Верхние секции заполнены ингибитором коррозии в твердых оболочках, с торцов закрытых сетками. В одну секцию устанавливается от трех до семи твердых оболочек с ингибитором коррозии.

Добываемая пластовая жидкость через дозировочные отверстия поступает в секции, насыщается ингибитором коррозии, покидает секции и поступает на прием установки.

Габаритные размеры ПСК зависят от модификации и производителя.

Средние габаритные размеры:

- наружный диаметр не более 89,0 мм;
- длина в сборе до 30000 ± 500 мм;
- вес (макс) заполненный ингибитором не более 500 кг.

Для удобства заполнения контейнера ингибирующей композицией, а также для удобства транспортирования и хранения его конструкция выполнена разборной на секции. При сборке контейнера секции соединяются на резьбе. Длина отдельной секции 4000 мм. В нижнем резьбовом наконечнике секции, кроме последней, установлена перфорированная диафрагма. Последняя (нижняя) секция имеет наглухо заваренное дно.

Контейнер скважинный, заполненный ингибитором, с помощью узла крепления присоединяется к основанию погружного электродвигателя и опускается в скважину в составе установки. Для крепления контейнера используется резьбовое соединение по ГОСТ 633 – 80 для труб \varnothing 60, шаг резьбы - 10 ниток на дюйм.

Эффективность действия ИК из скважинного контейнера определяется по увеличению МРП.

Следует отметить, что объём скважинного контейнера ограничен, и не все поставщики предоставляют методику определения остаточного содержания ИК, поэтому контроль периода защиты определить сложно.

2.1.5. Использование капсулированных ингибиторов

Защита скважин с помощью капсулированных ингибиторов коррозии представляет собой заполнение реагентом зумпфа скважины.

Типичный метод применения – ввод гранул через затрубное пространство, после чего предоставляется время для осаждения активного вещества перед возвращением скважины к нормальной работе.

Обработка может быть произведена двумя способами.

Способ первый - после проведения ремонтных работ на стадии перед монтажом погружного оборудования и запуском скважины. В данном случае полимерные капсулы с ингибитором вводятся в скважину после тщательного перемешивания со стабилизационным раствором. Перенос реагента из емкости хранения может быть произведен как с помощью роторного или трехцилиндрового насоса (использование центробежного насоса недопустимо), так и в ручном режиме.

Способ второй - в плановом режиме после остановки скважины. Этот способ подразумевает, что скважина перед обработкой эксплуатируется в плановом режиме и работает стабильно, а предпосылкой для ввода ингибитора служит низкое остаточное содержание реагента. Для возобновления защиты скважины и выкидных линий необходимо произвести новый ввод химиката с помощью насоса, также после тщательного перемешивания капсул с несущим

раствором.

В обоих случаях после дозирования необходимого количества ингибитора, которое обычно определяется объемом зумпфа и дебитом скважины, обязательно необходимо выдержать паузу, равную 18 – 24 часам пред запуском скважины в работу. Этот момент является критично важным для обеспечения дальнейшего эффекта защиты. Пауза позволяет опуститься гранулам с ингибитором на дно скважины ниже интервала перфорации и предотвращает их несвоевременный вынос, а, следовательно, неоправданную потерю реагента и сокращение периода активной защиты.

Работы по дозированию капсулированных форм ингибиторов коррозии необходимо проводить по инструкциям, разработанным производителями реагентов.

2.2. Оценка коррозионного состояния оборудования

Общие сведения

Эффективным способом оценки коррозионного состояния оборудования (на стадиях его проектирования, эксплуатации, реновации) является коррозионный мониторинг — система наблюдений и прогнозирования коррозионного состояния объекта с целью получения своевременной информации о его возможных коррозионных отказах.

Жизненный цикл любого аппарата или конструкции включает четыре стадии: проектирование, изготовление, эксплуатация, реновация (реконструкция, ремонт). На стадиях проектирования мониторинг заключается в правильности выбора конструкционных материалов с учетом особенностей их эксплуатации и расчета долговечности конструкции. На стадии эксплуатации мониторинг заключается в периодической диагностике коррозионного состояния оборудования. Регламент мониторинга определяется условиями эксплуатации диагностируемой системы.

При коррозионном мониторинге на стадии эксплуатации оборудования используются следующие методы непрерывного (или периодического) контроля его состояния:

- визуальный осмотр, мониторинг коррозионного состояния извлекаемого оборудования;
- проведение прямых измерений коррозионных повреждений отобранных образцов;
- осмотр труднодоступных участков оборудования при помощи телеметрических систем;
- определение потенциала металла;
- ультразвуковая, магнитометрическая и акустическая дефектоскопия.

Мониторинг на стадии реновации включает контроль технических решений по конструкционным и восстановительным работам и прогнозирование его дальнейшей эксплуатации с учетом этих работ.

2.2.1. Мониторинг коррозионного состояния извлекаемых НКТ

Места дислокации коррозионных поражений и их вид, в соответствии с классификатором, при первичном осмотре после подъема аварийной подвески определяются визуально. Глубина коррозионного проникновения и остаточная толщина стенки определяется – инструментально, с использованием механического профилемера, штангенциркуля, ультразвукового толщиномера. Места дислокации коррозионных поражений и их вид фотографируются. Данные визуального и инструментального контроля и фотографии заносятся в виде Приложения в Акт подъема подвески.

Для оценки коррозии механизированного фонда скважин применяется бальная шкала (таблица 2).

Таблица 2 - Шкала оценки коррозии механизированного фонда

Балл	Категория	Степень коррозии	Признаки
0		Отсутствует	Визуально отсутствует
1	1	Слабая	Равномерная коррозия до 0,5 мм - внутри, снаружи
2	2	Средняя	С отслоением, раковинами, канавками глубиной до
3	3	Сильная	С отслоением, раковинами, канавками глубиной свыше 1 мм, сквозными отверстиями, обрывом НКТ

2.2.2. Порядок подготовки образцов труб для последующего металлографического исследования

При обнаружении на теле трубы или в ниппельной части существенных коррозионных повреждений или коррозионных язв со скоростью коррозионного проникновения $\geq 2,0$ мм/год образцы НКТ могут быть отправлены для проведения металлографических исследований в специализированные лаборатории.

Труба для вырезания образцов после подъема не должна долгое время находиться под воздействием атмосферных условий. Рекомендуется произвести резку образцов в течение не более 3 суток после подъема подвески во избежание изменения состава и структуры отложений продуктов коррозии.

Размеры образцов должны быть согласованы с организацией, проводящей металлографические исследования. Образцы из патрубков НКТ для исследований следует разрезать на станке с охлаждаемой пилой, а не резакон или «болгаркой» во избежание перегрева образца и изменения его свойств.

Образцы хранить и транспортировать во влагозащищенных контейнерах, предварительно обеспечив надежную защиту исследуемой поверхности от механических и других воздействий (завернуть в фильтровальную бумагу или салфетку и закрепить в контейнере).

Отбор образцов патрубков НКТ должен производиться комиссионно с составлением акта и подписанием со стороны ЦДНГ, служб УДНГ и сервисных организаций (ЦТБ, ТиКРС и др.).

2.2.3. Отбор образцов НКТ от подвесок опытных скважин

ДЗО при формировании программы ОПИ новых испытываемых НКТ на утвержденном коррозионном фонде, указывает обязательный пункт об осуществлении отбора образцов НКТ от подвесок на данных скважинах после эксплуатации в них испытываемого оборудования для дальнейших лабораторных исследований состояния материала НКТ.

Выбор скважин для проведения опытных работ и опытно-промысловых испытаний проводится по соответствующей Программе ОПИ новых видов НКТ.

На выбранной опытной скважине при проведении подъема подвески, остановленной по технологическим причинам (для последующей установки новых НКТ) производится отбор образцов НКТ.

В случае если подвеска отработала срок меньше минимального межремонтного периода (характерного для выбранной скважины) по причине, не связанной с герметичностью (коррозией) НКТ, расчет эксплуатационной стойкости (расчетный срок эксплуатации) может проводиться исходя из определенного для выбранной скважины минимального межремонтного периода.

Из выбранной скважины должны быть отобраны минимум три образца НКТ. Отбираемые образцы должны быть отобраны от начала, середины и конца подвески. Это позволит получить картину реальных коррозионных процессов, протекавших в процессе эксплуатации скважины по всей ее глубине. Дополнительно рекомендуется отбирать образцы с характерными коррозионными поражениями, выявляемыми визуально при проведении СПО.

2.2.4. Основные положения по отбору образцов

Образцы для исследований должны представлять собой патрубки длиной 500-700 мм.

Если в результате ревизии состояния подвески выявлена НКТ с характерными коррозионными поражениями, то необходимо произвести отбор образца данной НКТ (размер образца: поражение + 300 мм в каждую сторону).

Отбор образцов НКТ после эксплуатации должен производиться следующим образом (см. рисунок 10):

- 1-й образец от НКТ из интервала с первой по десятую трубу эксплуатационной подвески, считая от устья скважины;
- 2-й образец от НКТ из средней части эксплуатационной подвески (из интервала средняя НКТ \pm 5-10 труб);
- 3-й образец от НКТ из интервала с первой по десятую трубу эксплуатационной подвески, считая от ГНО.

В процессе подъема эксплуатационной колонны рекомендуется отмечать НКТ, от которых впоследствии будут отрезаться образцы, клямсами:

- 1-я НКТ одной клямсой;
- 2-я НКТ двумя клямсами;
- 3-я НКТ тремя клямсами.

НКТ, от которых производится дополнительный отбор образцов, отмечаются четырьмя и т.д. клямсами.

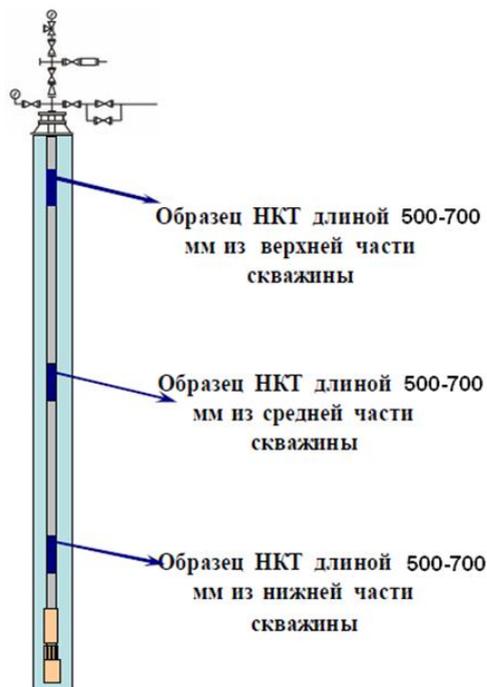


Рисунок 2.1 - Схема отбора образцов НКТ

В случае если для отрезки патрубков от труб используется газовый резак или другое оборудование, в результате использования которого в области реза остается зона нагрева, то отрезать патрубки следует с припуском на длину 20-50 мм с каждой стороны, где производится срез.

В процессе отбора образцов, каждый из них должен быть замаркирован номером скважины и порядковым номером, считая от устья скважины – в соответствии с количеством отметок – клямс.

По скважине, из которой был произведен отбор образцов НКТ, на соответствующем нефтедобывающем предприятии должен быть собран комплект документации, включающей информацию в соответствии с Ш-01.06.05.03-02.

Отобранные образцы-патрубки разрезаются для исследований на образцы в соответствии с требованиями п. 6.6. При этом разрезание образцов должно производиться либо на оборудовании трубных баз (и т.п.) самого ДЗО, либо образцы должны быть направлены для исследования на завод-изготовитель.

В случае если разрезка патрубков НКТ производится в ДЗО, на завод-изготовитель направляют полученные в результате образцы.

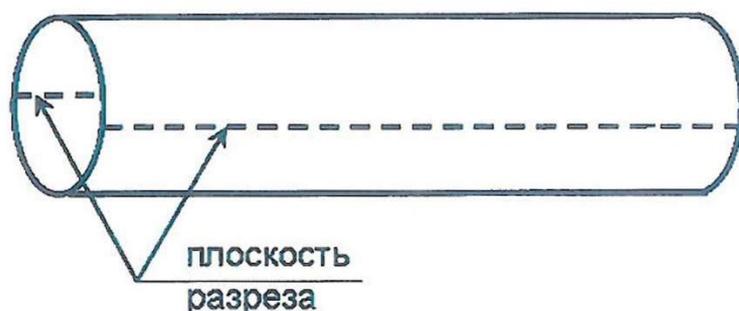
В случае если разрезка на образцы патрубков в ДЗО невозможна, патрубки должны быть герметично запакованы в полиэтилен и направлены багажным железнодорожным отправлением на завод-изготовитель. Отpravку осуществляет представитель завода-изготовителя, присутствовавший при отборе патрубков. ДЗО оказывает содействие в упаковке и доставке образцов до ближайшего железнодорожного багажного отделения.

Отбор образцов рекомендуется производить комиссионно. По факту отбора должен быть оформлен Акт в соответствии с Ш-01.06.05.03-01.

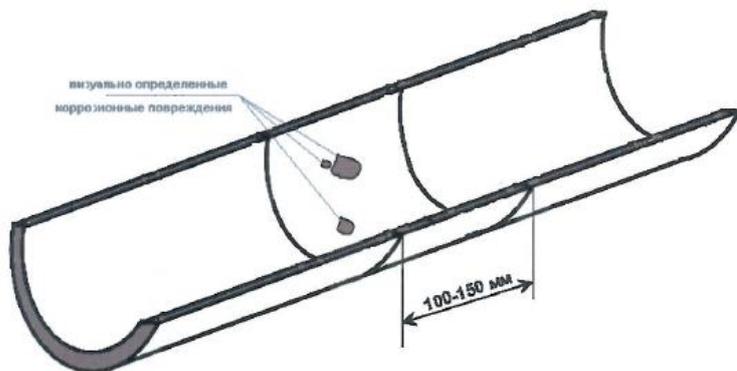
Отбор проб для проведения исследования механических характеристик труб производится только по отношению к партии, по которой такая работа не производилась ранее в рамках входного контроля. Проба отбирается с участка трубы не подверженного местным коррозионным повреждениям. Измеряемая в ходе исследований величина - остаточная механическая прочность металла после равномерного коррозионного износа. Результаты исследований применяются при определении направлений дальнейшего использования партии НКТ, поступившей на ремонт с месторождения с развитой проблемой коррозии.

2.2.5. Осмотр образцов НКТ и их подготовка к исследованиям

На рисунке 2.2. представлены поэтапные схемы разрезки патрубков НКТ на образцы для дальнейших исследований.



а) схема разрезки патрубков НКТ для визуальной оценки характера повреждений



б) схема вырезки образца с коррозионными повреждениями



в) схема определения максимальной глубины локального коррозионного повреждения на поперечном сегменте

Рисунок 2.2 - Схемы разрезки патрубков на образцы

Разрезка патрубков на образцы должна осуществляться механическим способом, таким образом, чтобы исключить изменение структуры металла в результате локального разогрева.

Первоначально патрубки разрезаются вдоль для определения участков с наиболее характерными коррозионными повреждениями (см. рисунок 2.2.а). Для визуального определения участков с наиболее характерными коррозионными повреждениями в случае наличия большого слоя продуктов коррозии допускается применять очистку при помощи мягкой металлической щетки.

Место отбора образцов из испытуемого материала выбирают на основании результатов визуального (невооруженным глазом или с помощью лупы) осмотра поверхности или неразрушающей дефектоскопии.

Образцы вырезают из следующих мест материала:

- если коррозией поражена только часть поверхности материала, образцы отбирают в трех местах: из части, пораженной коррозией; из части, не пораженной коррозией, и на участке между ними;
- если имеются участки поверхности материала с различными видами коррозии или с различной глубиной коррозионного поражения, образцы отбирают из всех участков, пораженных коррозией;
- если на поверхности материала имеется один тип коррозионного поражения, образцы отбирают не менее чем из трех характерных участков исследуемого материала.

На двух половинках производится отметка трех участков с наиболее характерными коррозионными повреждениями (локальными язвами), которые вырезаются для дальнейших исследований (рисунок 11б). При необходимости отбирают не менее одного образца из не менее пяти функционально необходимых участков испытываемого материала. Размер образца определяют, исходя из размеров зоны коррозионного поражения. Вырезка образцов для исследования коррозионных повреждений производится шириной 100 - 150 мм.

Образцы вырезают таким образом, чтобы плоскость шлифа была перпендикулярна исследуемой поверхности. Способ изготовления не должен влиять на структуру материала и разрушать поверхностный слой и кромки образца. Для материалов с защитными покрытиями не допускается повреждение покрытия и отрыв его от основного материала.

Маркировка образца производится в соответствии с [3].

Оставшиеся части патрубка используются для изготовления образцов для испытания прочностных и вязких свойств, определения химического состава стали и микроструктуры. Образцы изготавливают по [4] и [5] при определении временного сопротивления разрыву и относительного удлинения и [6] при определении ударной вязкости.

В случае сильного коррозионного повреждения внутренней поверхности патрубков, что не позволяет произвести вырезку полноценных образцов (без

язвенных участков) для испытания на разрыв и удар - определение данного комплекса свойств не производится.

При изготовлении металлографического шлифа с поверхности образца удаляют все следы вырезки, например, заусенцы.

При операциях шлифования и полирования шлифа необходимо следить за тем, чтобы не изменился характер и размер коррозионного поражения. Кромки шлифа в месте коррозионного поражения не должны иметь закруглений. Допускаются закругления, не влияющие на точность определения коррозионного поражения. Для этого рекомендуется заливать образец в заливную массу таким образом, чтобы исследуемая кромка находилась на расстоянии не менее 10 мм от края шлифа. Полировку проводят кратковременно при помощи алмазных паст.

Оценку шлифа проводят до и после травления. Травление позволяет установить различие между коррозионным поражением и структурой материала. При травлении не должен быть изменен характер и размеры коррозионного поражения.

Испытания на ударную вязкость должны быть проведены в соответствии с [6] при температурах - 40°C и 60°C. При наличии в сертификатных данных на НКТ результатов испытаний при других температурах, либо аналогичных параметров в требованиях нормативной документации на исследуемые НКТ могут быть испытаны дополнительные комплекты образцов.

Изменение механических свойств при межкристаллитной коррозии - временного сопротивления разрыву, относительного удлинения, ударной вязкости - определяют сравнением свойств образцов металла, подвергавшихся и не подвергавшихся коррозии. Для функционирования данной системы оценки необходимо организация отбора фоновых образцов металла с каждой партии труб, поступивших от производителя. В рамках базовых исследований по месторождениям с высокой скоростью коррозии такое вполне возможно.

2.2.6. Анализ поверхности исследуемых образцов и определение

глубины коррозионных повреждений

Подготовленные образцы осматриваются и фотографируются как до удаления продуктов коррозии, так и после их удаления.

Все выявленные на поверхности образцов локальные коррозионные поражения (язвы, пятна, питтинги) должны быть измерены (рисунок 2.2.в) с использованием штангенциркуля с глубиномером, микрометра-глубиномера, штангенглубиномера. Допускается осуществлять оценку глубины локальных коррозионных поражений на изготовленных из образцов шлифах, сечение которых сделано по визуально наиболее глубокому участку язвы.

Для получения адекватной оценки глубины коррозионных повреждений производится оценка не менее 3 коррозионных повреждений на каждом образце - т.е. не менее 9 замеров на одном патрубке.

Подготовленные и опечатанные образцы отправляются в лабораторию для дальнейших исследований.

3. АНАЛИЗ КАЧЕСТВА ТРУБ НКТ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х»

В данном разделе будет описан порядок выполнения работ по отбору и последующему исследованию образцов НКТ с целью определения качественных и количественных характеристик повреждений поверхности металла, возникших в ходе эксплуатации.

Анализ отобранных НКТ включает оценку состояния внутренней поверхности, оценку микроструктуры металла и анализ характера коррозионных поражений с количественной оценкой их глубины. По результатам замера глубины коррозионных повреждений по формуле производится расчет скорости коррозии металла НКТ и оценка эксплуатационной надежности. Для нашего случая были выбраны НКТ с месторождения Х и анализ произведен анализ по качеству и долгосрочности продукции. Нами было выбрано два периода работы скважин на месторождении Х за 2015 и 2018 года.

3.1. НКТ которые были использованы в 2015 году

На месторождении Х характерная агрессивная углекислотная коррозия с среднее время эксплуатации НКТ в скважине до появления сквозных локальных коррозионных повреждений, в том числе мейза-коррозии, составляло порядка 150 суток. Была поставлена задача об увеличении срока эксплуатации НКТ и с января 2012 года начались проводиться испытания НКТ с покрытием Majorpack MPAG 96 и были установлены в 7 скважинах (115, 127, 229 235, 763, 766).

3.2. Насосно-компрессорные трубы(НКТ) Majorpack

После проведения ОПИ средняя наработка НКТ Majorpack MPAG96 составила 205 суток. При этом на рабочей поверхности труб с покрытием никаких механических повреждений выявлено не было; покрытие не утратило блеска и гладкости, следов коррозии или разрушения покрытия не обнаружено.

3.3. Насосно-компрессорные трубы (НКТ) с внутренним покрытием ТС-3000

ТС-3000- данный вид защиты заключается в нанесении защитного слоя на внутреннюю поверхность НКТ, и разделяют ее на четыре этапа.

1. При помощи пескоструйной обработки производится обезжиривание (термическая обработка при 400 градусах)
2. Нанесении первого слоя покрытия на внутреннюю поверхность НКТ
3. Нанесение второго слоя аналогичным методом
4. Производятся контрольные операции, маркировка и упаковка труб.

При проведении работ по нанесению слоя толщина жидких покрытий варьирует в интервале от 150 до 250 мкм. Данные трубы были введены в эксплуатацию на месторождении X с 2013 года на 8 скважинах (25, 126, 149, 200, 206, 212, 222, 227) и средняя наработка составило 167 суток.

3.4. Насосно-компрессорные трубы (НКТ) с диффузионно цинковым покрытием (ДЦП)

НКТ диффузионно цинковым покрытием (ДЦП)- в связи с основными условиями всех нефти добывающих компаний это долгосрочное использование оборудования было выбрано использовать для работы трубы с диффузионно цинковым покрытием эти трубы показали отличные результаты надёжности защиты НКТ и их резьбовых соединений в агрессивных средах. Эти покрытия по сравнению с гальваническими или металлизационными имеют более прочную (диффузионную) связь с защищаемым металлом вследствие диффузии в него цинка, а постепенное изменение концентрации цинка по толщине покрытия обуславливает менее резкое изменение его свойств. Повышенная твердость диффузионных цинковых покрытий обеспечивает им хорошую сопротивляемость абразивному износу. Кроме того, особенности структуры диффузионных покрытий благоприятно сказываются на их механических, технологических и защитных свойствах. Такие покрытия

позволяют создать надежный защитный барьер между агрессивной средой и металлической поверхностью трубы. Строение и свойства диффузионных цинковых покрытий, полученных в порошковых смесях, значительно отличаются от строения и свойств гальванических и металлизационных покрытий. Диффузионные цинковые покрытия состоят из нескольких последовательно расположенных железоцинковых слоев (фаз), которые образуются в результате взаимной диффузии атомов цинка и железа в процессе диффузионного цинкования (химико–термической обработки).

На данном месторождении «Х» НКТ, с диффузионным цинковым покрытием были использованы в 17 (101, 106, 108, 110, 120, 121, 201, 202, 203, 205, 213, 228, 230, 231, 233, 234, 235) скважинах которые подвергались коррозионному воздействию.

Таблица 3.1 – Показатели коррозионного повреждения за 2015 были скрыты так как носят конфиденциальный характер.

Таблица 3.2 - Показатели коррозионного повреждения за 2018 были скрыты так как носят конфиденциальный характер.

Вывод

По сравнению с TC-3000 и MajorPack, трубы с диффузионно цинковым покрытием показывают лучшие показатели срока службы труб в 3—5 раз, коррозионную стойкость и износостойкость резьбовой пары «труба — муфта»; увеличить количество операций «свинчивание — развинчивание» (в 10—15 и более раз), и являются экономично выгодными для нефтедобывающей компании. При анализе двух периодов было выявлено, что на месторождении X в целях экономической выгоды почти во всех скважинах с коррозионным повреждением стали использовать НКТ с диффузионно цинковым покрытием совместно с применением ингибиторов коррозии.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Раупову Абдумаджиду Абдурауфовичу

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 простая 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	Раупов Абдумаджид Абдурауфович		27.02.2018г

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ

Целесообразность применения ингибиторов коррозии определяется экономической эффективностью.

В данной главе было 148 скважин на месторождении X, расчёта экономической эффективности и количество отказов по данным скважинам до и после внедрения химической обработки представлены в таблице 5.1.

Таблица 4.1. – количество отказов по осложнённым скважинам:

Показатели	Единица измерения	ДО	ПОСЛЕ	ЭФФЕКТ от ПРОЕКТА
Количество скважин	скв		148	
Количество отказов по осложнению скважин				
по причине: Коррозия УЭЦН	шт	6	4	-2
по причине: Коррозия НКТ	шт	12	3	-9
по причине: Коррозия НКТ перезапуск при ТКРС	шт	12	11	-1
по причине: Негерметичность НКТ	шт	14	10	-4
по причине: Негерметичность НКТ перезапуск при ТКРС	шт	20	1	-19
по причине: Аварии	шт	3	2	-1
перезапуски: Остановки по снижению производительности УЭЦН	шт	17	3	-14
ИТОГО ОТКАЗОВ ПО ОСЛОЖНЕНИЮ СКВАЖИН:	шт	84	34	-50

На каждые операции стоимость затрат разная, что касается на ТРС составляет примерно 450 тыс. руб., если это перезапуск, то стоимость уменьшается ориентировочно в 1,3 раза – 340 тыс. руб.

Суммарные затраты на ТРС (перезапуск при ТРС) рассчитываются по следующей формуле:

$$Z_{\text{ТРС.сумм}} = Z_{\text{ТРС}} \cdot N \quad (6)$$

где;

$Z_{\text{ТРС}}$ – средняя стоимость ТРС (в том числе и при перезапуске), тыс. руб.

N – количество отказов по определённой причине, шт;

Затраты на ТРС считаются отдельно по каждой причине:

коррозия УЭЦН, НКТ и негерметичность НКТ (в том числе и при перезапуске).

Как было выше сказано, коррозия внутрискважинного оборудования очень пагубно влияет на работоспособность оборудования и может привести к прихвату, полёту и авариям ГНО, что требует привлечения бригады КРС

Средняя стоимость затрат на КРС на меторождении «Х» составляет 1200 тыс. руб. а при аварии 3600,00 тыс. руб.

Суммарные затраты на КРС рассчитываются по следующей формуле:

$$Z_{\text{КРС.сумм}} = Z_{\text{КРС}} \cdot N_{\text{авар}} \quad (7)$$

где $Z_{\text{КРС}}$ – средняя стоимость ТРС, тыс. руб;

$N_{\text{авар}}$ – количество аварий, шт;

Затраты на НКТ включают в себя две составляющие:

1. Затраты на НКТ при отказе ГНО:

$$Z_{\text{НКТ рем}} = Z_{1\text{НКТ рем}} \cdot N_{\text{НКТ рем}} \quad (8)$$

где $Z_{1\text{НКТ рем}}$ – средняя стоимость ремонта одной НКТ, тыс. руб;

$N_{\text{НКТ рем}}$ – количество ремонтируемых НКТ, шт;

2. Так как порядка 27% НКТ списываются на ремонтной базе, то необходимо учесть затраты на закуп НКТ в связи с отбраковкой:

$$C_{\text{НКТ.сум}} = C_{1\text{НКТ}} \cdot N_{\text{НКТ закуп}} \quad (9)$$

где $C_{1\text{НКТ}}$ – средняя стоимость одной НКТ, тыс. руб;

$N_{\text{НКТ закуп}}$ – количество закупаемых НКТ, шт;

Затраты на химизацию включают в себя затраты на закуп, закачиваемого ингибитора, за отчетный период и затраты на саму обработку (1 скв./операция).

В случае постоянного дозирование, 1скв/операция включает в себя заправку СУДР химическим реагентом и техническое обслуживание.

В данной работе для расчета взят химический реагент Alpha D 3375 Л, технология – периодическая закачка, посредством МБРХ.

Учтем еще тот факт, что во время ремонта скважины мы не учитываем затраты на обслуживание УЭЦН. Снижение затрат на обслуживание УЭЦН по причине простоя скважин для ликвидации осложнений рассчитываются по формуле:

$$\text{СнижЗатр.обсл.УЭЦН} = C_{1\text{УЭЦН}} \cdot T_{\text{простой}} \quad (10)$$

где $C_{1\text{УЭЦН}}$ – стоимость одних суток обслуживания УЭЦН, тыс. руб;

$T_{\text{простой}}$ – суммарное время простоя скважин при ремонте, сут;

Все затраты с учетом снижения затрат на обслуживания УЭЦН:

$$Z_o = Z_{\text{ТРС.сумм}} + Z_{\text{КРС.сумм}} + Z_{\text{НКТ}} + Z_{\text{хим}} - \text{СнижЗатр.обсл.УЭЦН} \quad (11)$$

Также необходимо посчитать потери нефти, которые будут при остановке скважин на ремонт.

Для расчета возьмём следующие макропараметры:

Таблица 4.2. – макропараметры для расчета потерь от простоя скважины в денежном эквиваленте

NetBack (цена на внутреннем рынке без НДС)	тыс. руб./т	11,808
НДПИ на нефть	тыс. руб./т	6,019
Переменные затраты	тыс. руб./т	0,690
Переменные затраты NetBack (цена на внутреннем рынке без НДС) - НДПИ - переменные затраты	тыс. руб./т	5,10

Потери от остановок скважин на время проведения КРС рассчитываем по формуле:

$$P_{\text{КРС}} = (T_{\text{простой КРС}} + T_{\text{ВНР КРС}}) \cdot Q_{\text{неф}} \cdot C_{\text{нефт}} \quad (12)$$

где $T_{\text{простой КРС}}$ – время простоя скважин при КРС, сут;

$T_{\text{ВНР КРС}}$ – среднее время простоя скважин при ВНР после КРС, сут;

$Q_{\text{неф}}$ – средний суточный дебит нефти скважин, т/сут;

$C_{\text{нефт}}$ – NetBack (цена на внутреннем рынке без НДС) - НДС - переменные затраты, тыс.руб./т;

Потери от остановок скважин на время проведения ТРС рассчитываем по формуле:

$$P_{\text{ТРС}} = (T_{\text{простой ТРС}} + T_{\text{ВНР ТРС}}) \cdot Q_{\text{неф}} \cdot C_{\text{нефт}} \quad (13)$$

где $T_{\text{простой ТРС}}$ – время простоя скважин при ТРС, сут;

$T_{\text{ВНР ТРС}}$ – среднее время простоя скважин при ВНР после ТРС, сут;

$Q_{\text{неф}}$ – средний суточный дебит нефти скважин, т/сут;

$C_{\text{нефт}}$ – NetBack (цена на внутреннем рынке без НДС) - НДС - переменные затраты, тыс. руб./т;

Аналогично считаются потери от остановок скважин до перезапуска:

$$P_{\text{ТРС перезапуск}} = (T_{\text{простой ТРС перезапуск}} + T_{\text{ВНР ТРС перезапуск}}) \cdot Q_{\text{неф}} \cdot C_{\text{нефт}} \quad (14)$$

где $T_{\text{простой ТРС перезапуск}}$ – время простоя скважин при перезапуске, сут;

$T_{\text{ВНР ТРС перезапуск}}$ – среднее время простоя скважин при ВНР после перезапуска, сут;

$Q_{\text{неф}}$ – средний суточный дебит нефти скважин, т/сут;

$C_{\text{нефт}}$ – NetBack (цена на внутреннем рынке без НДС) - НДС - переменные затраты, тыс.руб./т;

По результатам формул 14, 15, 16, 17, после суммирования значения, получим значения потери в денежном эквиваленте от остановок скважин по причинам, которые указаны выше. По итогу расчётов которые были сделаны за год до внедрения химического реагента Alpha D 3375 Л и после него – есть экономический выгодный эффект от данного проекта.

Таблица 4.3. – Экономическая эффективность применения ингибиторов коррозии на X месторождении

Показатели	Единица измерения	ДО	ПОСЛЕ	ЭФФЕКТ от ПРОЕКТА
Количество скважин	скв		148	
Затраты на текущий ремонт скважины (ТРС) тыс. руб				
Средняя стоимость ТРС ("X" н.м.р)	тыс. руб	474,59	474,59	
Средняя стоимость ТРС ("X" н.м.р) - перезапуск	тыс. руб	365,07	365,07	
Затраты на ТРС по причине: Коррозия УЭЦН	тыс. руб	2 847,54	1 898,36	949,18
Затраты на ТРС по причине: Коррозия НКТ	тыс. руб	5 695,08	1 423,77	4 271,31
Затраты по причине: Коррозия НКТ перезапуск при ТКРС	тыс. руб	4 380,83	4 015,76	365,07
Затраты на ТРС по причине: Негерметичность НКТ	тыс. руб	6 644,26	4 745,90	1 898,36
Затраты по причине: Негерметичность НКТ перезапуск при ТКРС	тыс. руб	7 301,38	365,07	6 936,32
Затраты на перезапуски: Остановки по снижению производительности УЭЦН	тыс. руб	6 206,18	1 095,21	5 110,97
Затраты на (КРС)				
Средняя стоимость КРС ("X" н.м.р)	тыс. руб	1 184,51	1 184,51	
Затраты на КРС по причине: <u>Аварии</u>	тыс. руб	3 553,54	2 369,02	1 184,51

Объем закупок НТК в коррозионностойком исполнении определяется исходя из стадии выполнения мероприятий по защите от коррозии. В первый

год начала мероприятий по защите от коррозии охват фонда осложненных коррозией внутрискважинного оборудования скважин должен составлять не менее 50%.

Во второй год проведения мероприятий по защите охват защитными мероприятиями должен составлять не менее 90% осложненного фонда (10% - скважины, вновь добавленные в число осложненных).

Третий и следующие годы реализации мероприятий по защите. Потребность третьего года связана только с обеспечением новых скважин, зачисляемых в коррозионный фонд и объема возмещения НКТ в коррозионностойком исполнении, которое в текущем году отработает более 1000 суток. Число новых скважин, которые поступят в коррозионный фонд, определяется в соответствии с прогнозом развития коррозионной ситуации по материалам базовых или периодических научных исследований, либо, в случае отсутствия таких исследований – статистическим методом с сохранением тренда предыдущего года.

Не мало важным фактором еще является, когда в результате применения труб в коррозионностойком исполнении наработка оборудования на отказ не увеличивается из-за снижения предела текучести металла при добавлении присадок, увеличивающих коррозионную стойкость. Другими словами-аварии с НКТ продолжают теперь не по причине снижения прочности из-за коррозии, а по причине снижения прочности из-за легирующих добавок в состав металла. В этом случае продолжительность эксплуатации подвески труб в целом увеличивается, а экономия за счет снижения числа ремонтов не достигается, поскольку число аварий с НКТ не уменьшается.

Таблица 4.4. Финансово расходная часть для закупа НКТ. тыс. руб.

Показатели	ДО	ПОСЛЕ	ЭФФЕКТ ОТ ПРОЕКТА
Стоимость ремонта одной НКТ	0,8839	0,8839	0,8839
Кол-во ремонтируемых НКТ	7 321	4 425	7321
Затраты на ремонт НКТ при отказе ЭПО	6 471,59	3 911,50	2 560,09
% НКТ, которые отбраковываются (списываются) в процессе ремонта на базе.	27	27	27
Закуп НКТ в связи с отбраковкой	2 708	1 637	2 708
Закуп НКТ в связи с отбраковкой	218	131	218
Стоимость 1 тн НКТ	45,1	45,1	45,1
Затраты на закуп НКТ	5 929,2	3 880,71	9 809,9
Затраты на химизацию:		11 023,3	-11 023,30
ИТОГО ЗАТРАТЫ:	52 910,35	36 777,13	16 33,22

При расчете экономии за счет увеличения срока эксплуатации оборудования, следует учитывать направленность защитных мероприятий, какой именно объект находится под защитой. Различные методы защиты от коррозии способны выполнять защиту не всего глубинонасосного оборудования. При выборе технологии защиты в первую очередь учитываются защищаемые данной технологией зоны оборудования.

При применении сочетания различных методов оценивается результат совместного применения методов с учетом совокупных затрат на реализацию всех методов комплекса.

Для каждого из случаев применения технологий защиты регистрируется продолжительность работы оборудования в период до начала реализации

метода защиты, причем учитываются только случаи отказов оборудования по причине коррозии.

Учитывая тот факт, что скорость коррозии изменяется за период эксплуатации скважины (например, в начальный период она может быть минимальна) в зависимости от темпа роста обводненности продукции, при расчете принимают только продолжительность работы оборудования непосредственно перед началом реализации метода защиты.

Таблица 4.5. Затраты на обслуживание УЭЦН тыс.руб.

Стоимость одних суток обслуживания УЭЦН	1,12	1,12	
Снижение затрат на обслуживание УЭЦН по причине простоя скважин для ликвидации осложнений	-12 077,08	-3 021,95	-9 055,13
ВСЕГО ЗАТРАТЫ С УЧЕТОМ СНИЖЕНИЯ:	40 833,26	33 755,17	7 078,09
Макропараметры	19,8	13,2	
NetBack (цена на внутреннем рынке без НДС)	11,808	11,808	11,808
НДПИ на нефть	6,019	6,019	6,019

Общие время простоя скважины (сутках) на месторождении X до начала ингибирования составило 10 802,40 сут., и после 2 703,00 что приблизительно в 5 раз меньше, который в свою очередь дает значительную эффективность от проекта по временному интервалу.

Таблица 4.6. Потери от остановки скважины тыс.руб.

Время простоя скважин при КРС	сут.	19,8	13,2
Время простоя скважин при ТРС	сут.	108,8	66,3

Время простоя скважин при перезапуске	сут.	142,1	39
Среднее время простоя скважин при ВНР после КРС	сут.	14,88	9,92
Среднее время простоя скважин при ВНР после ТРС	сут.	121,28	64,43
Среднее время простоя скважин при ВНР после перезапусков	сут.	98	30
Средний суточный дебит нефти скважин	т/сут	12,6	12,6
NetBack (цена на внутреннем рынке без НДС) - НДСП - переменные затраты	тыс. руб./т	5,10	5,10
Потери от остановки скважин на время проведения КРС	2 228,44	1 485,62	742,81
Потери от остановки скважин на время проведения ТРС	14 784,28	8 400,33	6 383,95
Потери от остановки скважин на время перезапуска скважин	15 428,14	4 433,74	10 994,39
ФИНАНСОВЫЙ РЕЗУЛЬТАТ			25 199,24
ЭФФЕКТ ОТ ПРОЕКТА			25 199,24

Итак, применения ингибитора коррозии с дозировкой Alpha D 3375 Л 20 г/м³ по технологии периодического дозирования реагента, посредством МБРХ, для месторождений с характеристикой попутно добываемых вод как указано в главе 4, даёт экономический эффект порядка 25 млн. руб.

При оценке эффективности мероприятия рассчитывается также показатель – срок окупаемости капитальных вложений (лет):

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{\text{Эф}} \quad (15)$$

где K – капитальные вложения, необходимые для осуществления проекта, тыс. руб.;

Эф – экономический эффект, вызванный данными капитальными вложениями, тыс. руб.;

$$T_{\text{ок}} = \frac{11\,023,3}{25\,199,24} = 0,43 \text{ года} = 5 \text{ месяцев}$$

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Рупов Абдумаджид Абдурауфович

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. Технологией 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 	<p>- анализ воздействия объекта на атмосферу:</p>

<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – 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><i>Эксплуатация объектов нефтедобычи связана с выделением загрязняющих веществ в атмосферный воздух;</i></p> <p>- анализ воздействия объекта на гидросферу: <i>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 воздушному обмену.</i></p> <p>- анализ воздействия объекта на литосферу: <i>ликвидация всех замазученных участков, прежде всего, в водоохраных зонах рек и озер; вырубка лесов; выбор специальных мест для захоронения отходов (например, отработанные карьеры);</i></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: <i>Открытое фонтанирование нефти из скважин; порывы нефтесборной сети и сети ППД. Использование механических, термических и физико-химических методов ликвидации разливов нефти.</i></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: <i>Рабочая смена не более 12 часов, выдача каждому сотруднику работающему на месторождении по пол литра молока в день.</i></p> <p>- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны: <i>Усиленный контроль за датчиками , приборами и оборудованием. Расстановка техники согласно технологической схеме. Технологические перерывы в работе.</i></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

Введение

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

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

В данном разделе описаны созданные оптимальные нормы для работы на объектах повышенной опасности и сохранения работоспособности в процессе производственной деятельности человека, а также охраны окружающей среды. В разделе рассмотрены действующие нормативно-технические документы, обеспечивающие безопасность и экологичность данного проекта, в разделе рассмотрены следующие технологические операции: осуществление работ по заданному режиму скважины, контроль над системами подачи реагента в скважину, обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при добыче нефти и газа.

5.1 Анализ вредных производственных факторов

Вредные вещества

Недропользователь либо работодатель обязан обеспечить соответствующим оборудованием и создать оптимальные условия работы, соответствующие всем требованиям охраны труда.

В момент проведения работ по закачке ингибиторов коррозии в скважину из вредных факторов, влияющих на здоровье персонала, а в частности сотрудников предприятия, могут воздействовать пары углеводородов согласно ГОСТ 120003-74 который описывает опасные

факторы на кустовой площадке можно относиться к группе химической которое приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Химические опасные факторы на кустовых площадках

Предельно допустимые концентрации вещества	
диоксид азота	2 мг/м ³
Бензол	10 мг/м ³
оксид углерода	20 мг/м ³
Углеводороды	300 мг/м ³

На каждой кустовой площадке устанавливаются коллективные средства защиты, – которые в свою очередь, препятствуют 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 НГП).
- средства индивидуальной защиты:
(очки, защитные маски, противогазы, респираторы, специальные прорезиненные фартуки).

5.1.1. Повышенный уровень шума на рабочем месте

Работа на нефти и газа добывающих объектах проводится круглогодично и связи с климатическими условиями Западной Сибири есть вероятность замерзания внешне затрубной задвижки и нагнетательной линии, в связи с этим появляется необходимость в использовании передвижной паровой установки (ППУ). Что касается обработки скважин необходимо применение цементирующего агрегата (ЦА-320) которые в свою очередь будут воздействовать на работников повышенным источником шума, создаваемые ЦА-320, и ППУ.

На производственных объектах допустимые уровни шума переведены ниже в таблице 5.2.

Таблица 5.2. -Предельно допустимые уровни звукового давления.

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

Затем оценивается превышение норм уровней шума, например, при работе ППУ и при необходимости разрабатываются коллективные или индивидуальные меры по их снижению.

5.1.2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Х нефтяное месторождение в административном отношении находится на территории Х района Х области. Ближайший населенный пункт поселок Пудино находится в 60 км к востоку от месторождения. Инфраструктура района развита слабо, как показано на рисунке 5.1.

Рисунок 5.1- Географическое расположение X месторождения

Климат района резко континентальный, с продолжительной суровой зимой и коротким теплым летом. Температура воздуха колеблется от минус 44-48 °С (зимой) до плюс 27-30 °С (летом). По количеству выпадающих среднегодовых атмосферных осадков (500-600 мм) район относится к зоне избыточного увлажнения.

На X нефтяном месторождении в период выполняемых работ по химизации фонда скважин, указываются времени года и метеорологические параметры воздуха территории района:

(минимальные и максимальные температуры относительная влажность, давление).

На открытых кустовых площадках нормирование параметров не производится, но производятся конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм работающего персонала.

5.2 Анализ опасных производственных факторов

5.2.1. Механические опасности

На изучаемой территории месторождения X в затрубном пространстве давление на кустовых площадках варьирует на разном диапазоне от 0,4 МПа до 2,5 МПа.

Процесс проведения операций по закачке ингибитора в затрубное пространство в первую очередь необходимо создавать давления в нагнетательной линии превышающее затрубное.

5.2.2. Статическое электричество

Статическое электричество (согласно ГОСТ 12.1.018) — это совокупность явлений, связанных с возникновением, сохранением и релаксацией свободного электрического заряда на поверхности (или в объеме) диэлектриков или на изолированных проводниках.

В нашей ситуации возможность возникновения заряда статического электричества может быть трения слоев нефти и химических реагентов друг о друга или со стенкой труб НКТ и (оборудования). Электрические заряды при перекачке ингибиторов возникают как в самом ингибиторе, так и на стенках сосудов, трубопроводов, в которых они находятся, а величина возникающего заряда из ряда достигает достаточной мощности что бы послужить причиной возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара.

Все химические вещества, которые используются в работе являющимися хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества.

Для устранения опасности разрядов статического электричества при технологических операциях согласно ГОСТ 12.1.005-88, ГОСТ 12.1.038-82, (о закачке реагентов посредством МБРХ, СУДР) 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.

Все опасные и вредные производственные факторы при работе скважины ингибиторами приведены в таблице:

Таблица 5.3. – 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; Порядок и организация проведения работ повышенной опасности п.3.1.5
Обработка скважин и обсуживание СУДР в холодное время	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

Охрана недр и окружающей среды, проблемой которой является правильное использование ее запасов становится актуальной проблемой современного недропользования

Основными проблемами воздействий человеческой деятельности на промышленных территориальных объектах, являются:

- Вследствие несовершенства технологических операций, создание аварийных ситуаций, которые в свою очередь приводят к разливам нефтяных и химических соединений и их паров в результате испарения, которые загрязняют промышленную территорию и окружающую среду.

- Выбросы и загрязнение природной среды промышленными, бытовыми и лабораторными мусором;

- Сборы в водоемы очень сильно оказывают свое не положительное влияние на санитарное состояние водных объектов.

- Загрязнение атмосферного воздуха парами горения ингибиторов коррозии.

Результатом от вышеупомянутых воздействий на природу может привести к:

- сокращение ареалов редких видов растений;
- нарушение лесорастительных свойств с нерациональный расход древесины при обустройстве передвижных поселков, временных дорог, промышленных площадок и др.;

- ухудшение плодородного слоя земли и ее химико-физических свойств.

- загрязнения поверхностных вод, нарушения гидрологического режима при строительстве и эксплуатации месторождений;

Мерами по охране окружающей среды на данный момент в предприятиях занимающимися извлечением нефтяных и газовых запасов являются:

- сокращение потерь нефти и газа.

- повышение герметичности и надежности нефтепромыслового оборудования;
- оптимизация процессов сжигания топлива
- одновременное снижения образования токсичных продуктов сгорания.

5.3.1. Охрана атмосферного воздуха от загрязнения

Связи с долгосрочным использованием нефтепромыслового оборудования и не соблюдения техники безопасности на некоторых промышленных объектах участились аварийные ситуаций случаи, что приводит большой ущерб природным комплексам.

Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений:

- внедрение новых методов защиты оборудования от коррозии ;
- применение качественного оборудования с завода изготовителя;
- тщательный разработанный план при чрезвычайных ситуациях;
- все последствия после аварии должно осуществляться специальной группой для аварийных ситуаций (аварийная служба).

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 предельная допустимая концентрация вещества воздуха рабочей зоны мг/м³. Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества (табл. 5.4).

Таблица 5.4 – Вредные вещества

№	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

5.4. Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения

При эксплуатации объектов нефтедобыча особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов не редко бывают случаи, что встречаются разливы нефти и вод с высокой минерализацией, а также утилизация остатков химических реагентов. Нефтепродукты при попадании в водоемы, на поверхности воды образуют пленку, которая препятствует воздушному обмену.

Рассмотрим основные пути попадания нефтепродуктов и токсичных веществ в природные воды:

- отсутствия гидроизоляции технологических площадок может привести к загрязнению грунтовых вод;
- при негерметичном цементировании скважины поступление нефти и химических реагентов в подземные воды.

Мероприятия по охране водных ресурсов:

1. Территориальное установление водоохраных зон;
2. Отсыпка кустовых площадок с учетом
3. Качественно загерметизованные системы закачки химического реагента;
4. Производить очистку хозяйственно-бытовых стоков;
5. Сбор после разлива нефтепродуктов в аварийную емкость.

5.5. Охрана и рациональное использование земель

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%.

Пролив нефти и химических реагентов на плодородный слой почвы приводит к значительному экологическому ущербу: ухудшается продуктивность лесорастительных свойств и санитарное состояние окружающей среды, в процессе работы 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.

5.6. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Наиболее распространенные чрезвычайные ситуации на объектах по добычи нефти и газа являются

- 1) пожар
- 2) взрыв
- 3) выброс вредных веществ в окружающую среду

По техническому регламенту зданий, которые относятся к пожарным и взрывопожарным приведены ниже в таблице 5.4.

Таблица 5.4 - Регламент зданий, которые относятся к пожароопасным

№	Наименования помещений, нагруженных установок и оборудования	Категории взрыва-пожарной и пожарной опасности	Степень огнестойкости и здания	Классификация помещений наружных установок по ПУЭ	
				Класс категории взрывоопасности	Категории и группа взрывоопасных смесей
1	Кустовая площадка	Ан	-	В-1г	ПА-Т1 ПА-Т3
2	Блочная кустовая насосная станция	А	II	В-1а	ПА-Т3
3	Автоматизированная групповая замерная установка	А	IV	В-1а	ПА-Т3

5.6.1 Существует несколько методов ликвидации разлива нефти:

1) Механический метод один 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.

2) Термический метод 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.

3) Физико-химический это 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.

Таблица 5.5 – 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
Федерального значения	более 5000 тонн разлившихся нефти и нефтепродуктов	Площадь разлива охватывает территории более двух субъектов Российской Федерации

5.7 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Организационные мероприятия

Подготовка рабочего места и допуск бригады к работе осуществляется только после получения разрешения от оперативного персонала, в управлении и ведении которого находится оборудование. Не допускается изменять предусмотренные нарядом меры по подготовке рабочих мест.

Подготовка рабочего места – выполнение до начала работ технических мероприятий для предотвращения воздействия на работающих опасных производственных факторов на рабочем месте.

Допускающий перед допуском к работе должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места – личным осмотром, по записям в оперативном журнале, по оперативной схеме и по сообщениям персонала оперативного и оперативно-ремонтного других задействованных организаций. Ответственный руководитель и производитель работ (наблюдающий) перед допуском к работе должны выяснить у допускающего, какие меры безопасности приняты при подготовке рабочего места, и совместно с допускающим проверить подготовку рабочего места личным осмотром в пределах рабочего места.

Допуск к работе по нарядам и распоряжениям после подготовки рабочего места должен проводиться непосредственно на рабочем месте. При этом допускающий должен:

- проверить соответствие состава бригады указаниям наряда (распоряжения) – по именованным удостоверениям;
- доказать бригаде, что напряжение отсутствует, показом установленных заземлений или проверкой отсутствия напряжения, если заземления не видны с рабочего места (в эл. установках 35 кВ и ниже – последующим прикосновением рукой к токоведущим частям).

Началу работ по наряду (распоряжению) должен предшествовать целевой инструктаж. Целевой инструктаж – указания по безопасному выполнению конкретной работы в электроустановке, охватывающие категорию работников, определенных нарядом или распоряжением (от выдавшего наряд – до члена бригады). Без проведения целевого инструктажа допуск к работе не разрешается.

Целевой инструктаж при работах по наряду (распоряжению) проводят:

1. выдающий наряд – ответственному руководителю (если он не назначается производителю работ или наблюдающему);

2. допускающий – ответственному руководителю работ, производителю работ (наблюдающему) и членам бригады;

3. ответственный руководитель работ – производителю работ (наблюдающему) и членам бригады;

4. производитель работ (наблюдающий) – членам бригады.

При включении в состав бригады нового члена бригады инструктаж, как правило, проводит производитель работ (наблюдающий)

Наблюдающий инструктирует бригаду о мерах по безопасному ведению работ и о порядке перемещения бригады по территории электроустановки, исключающих возможность поражения электрическим током.

Допускающий в целевом инструктаже знакомит бригаду с содержанием наряда, (распоряжения) указывает границы рабочего места, наличие наведенного напряжения, показывает ближайшие к рабочему месту токоведущие части и оборудование, к которым не допускается приближаться независимо от того находятся они под напряжением или нет.

Допуск к работе оформляется в обоих экземплярах наряда, из которых один остается у производителя работ (наблюдающего), а второй – у допускающего.

После полного окончания работы производитель работ (наблюдающий) должен удалить бригаду с рабочего места, снять установленные бригадой временные ограждения, плакаты и заземления, закрыть двери электроустановки на замок и оформить в наряде полное окончание работ. Ответственный руководитель после проверки рабочего места также оформляет в наряде полное окончание работ и сообщается высшему оперативному персоналу и вносится запись в «Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям».

Перед включением электроустановки после полного окончания работ оперативный персонал убеждается в готовности электроустановки к включению (проверяется чистота рабочего места, отсутствие инструмента и

т.п.), снимает временные ограждения, переносные плакаты безопасности и заземления, восстанавливает постоянные ограждения.

Особенности законодательного регулирования проектных решений

Законодательством РФ регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др.

Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов.

Возможно установление неполных рабочих дней для беременной женщины; одного из родителей (опекуна, попечителя), имеющего ребенка в возрасте до четырнадцати лет (ребенка-инвалида в возрасте до восемнадцати лет). Оплата труда при этом производится пропорционально отработанному времени. Ограничений продолжительности ежегодного основного оплачиваемого отпуска, исчисления трудового стажа и других трудовых прав при этом не имеется.

При работе в ночное время продолжительность рабочей смены на один час. К работе в ночные смены не допускаются беременные женщины; работники, не достигшие возраста 18 лет; женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, инвалиды, работники, имеющие детей-инвалидов, а также работники, осуществляющие уход за больными членами их семей в соответствии с медицинским заключением, матери и отцы – одиночки детей до пяти лет.

Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск.

Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться, перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается.

Всем работникам предоставляются выходные дни, работа в выходные дни производится только с письменного согласия работника.

Организация выплачивает заработную плату работникам. Возможно удержание заработной платы, в случаях, предусмотренных ТК РФ ст. 137. В случае задержки заработной платы более чем на 15 дней работник имеет право приостановить работу, письменно уведомив работодателя.

Законодательством РФ запрещены дискриминация по любым признакам, а также принудительный труд.

Список литературы

1. Коррозия нефтегазового и нефтепромыслового оборудования. Учебное пособие / И.Г. Абдуллин, С.Н. Давыдов, М.А. Худяков, М.В. Кузнецов. – Уфа, 1990.
2. Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии / Э.М. Гутман, К.Р. Низамов, М.Д. Гетманский, Э.А. Низамов и др. – Недра, 1983.
3. Особенности эксплуатации обводившихся скважин погружными центробежными насосами / Л.С. Каплан. – ВНИИОЭНГ, 1980.
4. Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии / Л.С. Саакисян, А.П. Ефремов, И.А. Соболева и др. – Недра, 1985.
5. Повышение коррозионной надежности газоперерабатывающих комплексов ПНГ / Н.Д. Войтех, Ю.А. Журавлев - ОАО «НИПИгазопереработка, 2011.
6. Основы нефтегазопромыслового дела / В.И. Кудинов, 2005.
7. Эксплуатация систем поддержания пластового давления при разработке нефтяных месторождений / Ю.В. Зейгман, 2007.
- Химия воды и микробиология / Т.А. Карюхина, И.Н. Чурбанова – 1974.
8. Химия воды и микробиология / Н.Ф. Возная, 1979.
9. Стандартные термины в водной хозяйстве / В.Н. Акимов, 1999.
10. Борьба с образованием сероводорода в нефтяных пластах при заводнении / А.Д. Ли, П.И. Полюбай, 1974.
11. СанПиН 2.1.41074-01 Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества, 2001.
12. Основы гидрохимии / О.А. Алекин, 1953.
13. Физикохимия воды и водных растворов / А.Ф. Никифоров, Е.А. Мигалитий и др. - 2003.
14. Микрофлора нефтяных месторождений [Текст] / Е.П. Розанова, С.И. Кузнецов – «Наука», 1974.

15. Обследование зараженности закачиваемых и добываемых вод микроорганизмами-агентами биокоррозии и биообразований для разработки технологии повышения нефтеотдачи применением биоцидов/ Н.И. Хисамутдинов, А.Г. Телин, и др. - Отчет малого предприятия «Нефтегазтехнология», 1991-1992.
16. Роль микроорганизмов в круговороте веществ в озерах / С.И. Кузнецов, 1970.
18. Биохимия сульфатвосстанавливающих бактерий / Е.Н. Чеботарев, 1978.
19. Рубенчик, Л.М. Сульфатвосстанавливающие бактерии / Л.М. Рубенчик. – Изд-во АН СССР, 1947.
20. Лабораторный практикум по дисциплине «Микробиологическая коррозия» / О.Р. Латыпов, 2014.
21. РД 39-0147103-350-89 “Оценка бактерицидной эффективности реагентов относительно адгезированных клеток СВБ при лабораторных испытаниях», 1990.
22. Гирфанов А.К. Использование магнитогидродинамической обработки для подавления жизнедеятельности бактериальной флоры нефтяных месторождений / А.К. Гирфанов, О.Р. Латыпов и др., 2007.
23. Отчет о научно-исследовательской работе «Исследования проб добываемого флюида, сырой нефти и попутного нефтяного газа Юрубчено-Тохомского месторождения», 2009.
24. Отчет по определению содержания сероводорода, метил- и этилмеркаптанов в нефти и попутного нефтяном газе Юрубчено-Тохомского НГКМ, 2009.
25. Публичный аналитический доклад по направлению научно-технического развития «Новые технологии добычи и использования углеводородного сырья», 2014.

26. . B. Miksic, A. Furman, M. Kharshan, “Effectiveness of corrosion inhibitors for the petroleum industry under various flow conditions”, NACE Corrosion 2009, Paper no. 09573.
27. R. Nyborg, “Pipeline corrosion prevention by pH stabilization of corrosion inhibitors”, Rio Pipeline Conference and exposition 2009, September 22-24, 2009.
28. . Rolf Nyborg, “Controlling Internal Corrosion in oil and gas pipelines”, Exploration & production: The oil & gas review 2005, issue 2.
29. . R. Vagapov, “Corrosion Inhibitors for the Protection of Oil Production Equipment”, Exploration & Production: Oil and Gas Review, volume 7 issue 1, 2009.
30. R. L. Martin, “Control of top-of-line corrosion in a sour gas gathering pipeline with corrosion inhibitors”, NACE Corrosion 2009, paper no. 9288.
31. R. Nyborg and A. Dugstad, “Top of Line Corrosion and Water Condensation Rate in Wet Gas Pipelines, NACE Corrosion 2007”, Paper no. 07555.
32. . B. Johnson, M. Al-Ghafri and A. Harthy, “Review of performance of oil and gas facilities in sour gas conditions”, NACE corrosion 2009, paper no. 9354.
33. P. Fosbøl, K. Thomsen and E. H. Stenby, “Improving mechanistic CO₂ corrosion models, Corrosion”, NACE Corrosion 2009, Paper No. 09561,

Приложение А

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

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Раупов Абдумаджид Абдурауфович		

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		к.филос.н.		

INTRODUCTION

Carbonaceous steel is usually selected as construction material for oil and gas pipelines of transportation, and the underground equipment but problems of corrosion can occur which can lead to equipment failure. According to Miksic, etc. \$1 3.7 one billion is spent in a year to soften corrosion in oil industry, and one of the biggest expenses prevention of corrosion of carbonaceous steel. Corrosion will lead to metal losses, or the general or in local scale and also to embrittlement and breaking up which can lead to equipment failure. Microorganisms in oil fields or in the pumped water can cause microbial corrosion which influence, (MIC) and biocides which kill organisms therefore are used. Sour treatment is often used to strengthen oil restoration, It is a the equipment which was used within nearly 100 years, but it has to be executed with full knowledge history well. Using sour modeling of liquid can lead to serious metal corrosion and hydrogen and chloride emphasize corrosion breaking up. Rate of corrosion carbonaceous staly usually higher during acid modeling, than under normal inhibitors of production and corrosion it is used in them statements have to be stable in solution of acid of high concentration at the level of low pH and high temperatures.

There are several ways to mitigate corrosion for example oxygen and H₂S scavengers, water removal, pH stabilization, coating, corrosion inhibitors and using more corrosion resistant alloys. The disadvantage with coating is the cost and the fact that coating can be eroded away by abrasive sands and other particles. There are three different types of conditioning agents, scavengers, inhibitors and neutralizers. Scavengers are used to remove corrosive species like oxygen and hydrogen sulfide from process. Converters are added to increase pH of the compressed water. At the level of pH, almost neutral, corrosion because of hydrogen ions is reduced, but the corrosion caused by increase in hydrogen sulfide. pH stabilization - a method which was used for control of corrosion in the intra borehole equipment Nyborg reduce the rate of corrosion in gas and oil wells increase in pH of a water phase can be significantly reduced. Examples of such chemicals - metal hydroxides, metal carbonates and bicarbonates or amines. These pH stabilizers will lift pH made the

water liquids promoting formation of stable deposits such as iron carbonate (FeCO_3), which forms a difficult protective layer on a metal surface. Very high rate of corrosion of several millimeters a year can occur when deposits in a steel surface aren't any products of corrosion, but the rate of corrosion will be reduced significantly if FeCO_3 accelerate a protective blanket on a steel surface and a form. Formation of this movie is promoted by high temperature and high pH in a water phase. PH stabilizer the method can be used in combination with monoethylene glycol product lines. The inhibitors of corrosion forming the movie work, forming a protective layer it physically prevents corrosion chemicals, such as water and ions of chloride from penetration to a metal surface. It means that the efficiency is partially defined by force of her adsorption to metal surface. It is a lot of inhibitors forming the movie - organic surfactants with polar main group and hydrophobic a tail. The main group is developed to interact with a steel surface, and hydrophobic tails attract liquid hydrocarbons which will create an oil barrier. If for some reasons a part of a pipe is left unprotected the inhibitors forming the movie, the localized corrosion can occur. Corrosion in the oil and gas industries caused oxygen and H_2S can be reduced by dustmen; however, it won't eliminate corrosion of CO_2 .

Ideal inhibitor will quickly create the thin and effective locking layer on a metal surface. The layer will be resist liquid and gaseous attack of chemicals in the wide range of pH, to be self-healing and mix components have to be cheap, easily available and ecologically acceptable. Adsorption in surfaces it is connected mainly with electronic structure of molecules of inhibitor, and it is known it little changes in chemistry change its efficiency. To improve execution of inhibitors of corrosion and to develop more profitable inhibitors fundamental the understanding is necessary. Conditions of test will influence the measured efficiency of inhibitor and the effect of operational parameters and laboratory methods will be therefore it is discussed.

SYSTEMS CONDITIONS

Corrosion happens in places where the water phase contacts material, but corrosivity under the influence of structure and concentration of the dissolved gases.

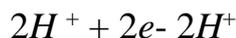
From point of corrosion representation, water phase is the most important, but for inhibitor work multiphase behavior important which means that probing systems have to include factors as the speed of a stream of liquid and a stream conditions. The oil phase can also affect division of inhibitor between various phases and change of wetting and superficial properties of the intra borehole equipment. Corrosion in oil and gas systems further complicated by the fact that conditions change during operation. Stream speed, water chemistry, temperature and pressure change for the whole life of an oil well.

Surface conditions

Organic inhibitor molecules used in oil field are polar functional compounds often with a long hydrocarbon chain. The active group of the molecule displaces water and causes adsorption to the metal surface and the hydrocarbon chain attracts the oil molecules in the solution. Since the inhibiting effect is caused by adsorption the surface conditions will influence the performance. The pH, flow rate/conditions, water volume and temperature will all influence the surface conditions. The microstructure will influence the inhibition mechanism and it is therefore important to use representative steel composition and understand the corrosion mechanism i.e. the surface conditions. Corrosion inhibitors are sometimes added to the system after some time of operation. In that case it is important to evaluate the inhibitor at a pre-corroded surface that is similar to the surface that arises in field conditions. Investigations and comprehension of the film is therefore necessary. When corrosion occurs the anodic reaction takes place according to



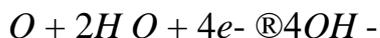
The cathodic reaction in acid solution is



where reaction is poisoned by sulfide species. The presence of sulfides in the process fluids will accelerate the entrance of hydrogen atoms into the metal matrix leading to stress corrosion cracking and this is not easily prevented by chemical

inhibitors. However when some types of inhibitors are adsorbed at the surface the hydrogen adsorption reaction seems to be depressed.

In neutral or basic solutions the cathodic reaction is



which react with the iron ions to form insoluble iron hydroxide



In the presence of oxygen $Fe(OH)_2$ can be oxidized to $Fe(OH)_3$ but normally the fluid contains only a minor amount of oxygen. Except from oxygen, CO_2 and H_2S can also cause corrosion where H_2S corrosion (sour corrosion) is more severe than CO_2 corrosion (sweet corrosion).

In oil field corrosion, corrosion product films consisting of iron sulfide, iron carbonate, iron oxide or oxyhydroxide ($O(OH)$), or a combination of these is formed on the steel surface. The inhibitors are incorporated into the thin layer of these corrosion products. In sweet corrosion (CO_2), at temperatures below $60^\circ C$ and pH values less than the surface is covered primarily with iron carbide and a thin layer of iron carbonate. Above $70^\circ C$ a semi-protective iron carbonate scale is often formed.

In sour corrosion (H_2S) a highly passive film, probably an iron rich form of iron sulfide either Mackinawite or Pyrrhotite dependent on the conditions, is formed at high concentrations of hydrogen sulfide, >200 ppm in the aqueous phase and high temperature. In the presence of CO_2 , at lower temperatures, $<40^\circ C$ and low H_2S levels the film is often a loose deposit of iron sulfide over iron carbonate. The long term corrosion rate of the system is in part determined by the properties of the FeS layer. As little as 50 ppm H_2S can result in a predominant sulfide scale, even with CO_2 contents above 10 %. In some fields a thick, adherent layer of FeS forms and is highly protective. It is not unusual, in such instances, to find that a pipeline will experience little or no metal loss even after many years of production. In other systems the FeS layer is "semi-protective" i.e. the corrosion rate is low to moderate, but the system often exhibits a tendency to localized corrosion or pitting. In long

sour wet gas pipelines, it would be expected that the FeS film is only "semi-protective" and inhibitors are therefore needed. The presence of the condensate seems to affect the formation and quality of the FeS film. According to Pacheco et al. Mackinawite is more stable in 100% water test, while at 10% water cut a variety of FeS scales are present. Examination with a scanning electron microscope shows that the Mackinawite from the 100% water test is uniformly distributed and the scales from the 10% water test are patchily distributed. They also showed that this change in FeS scale distribution, caused by the condensate, impacts the level of corrosion.

Influence of operation parameters on the corrosion rate

The corrosion inhibitor must be suitable for protecting carbon steel under a variety of operating conditions. These conditions include temperature, flow velocity, pressure, fluid chemistry, compatibility with other chemicals added to the system and surface conditions. Bonis made a detailed review of over 125 distinct field cases of sour corrosion. It covers countries, 45 district fields/reservoirs, about

800 wells, about 150 flow lines & trunk lines, plants for piping and process facilities. Table 1 shows the range of some important parameters for field experience.

TABLE 1: SWLC (Sour Weight Loss Corrosion) Database Parameters and Limits.

Parameter	Unit	Min	Max
CO ₂	%	1	20
H ₂ S	%	0	8.6
BHP	bar	100	310
Operating T	°C	20	104
PCO ₂		0.05	16.8
PH ₂ S		0	26.7
Water-cut	%	1	>90
Salinity	g/L	40	270

Factors that influence the corrosion rate are discussed further below.

Flow velocity and fluid chemistry.

According to Bonis the most important factors for corrosion seems to be the flow velocity and flow regime. Silverman pointed out that most pipes operate under

turbulent conditions. Low flow velocities and stagnant water conditions almost always cause problems. The flow is also the leading factor in sour TLC (Top line corrosion). Furthermore, sulfur deposition is a leading corrosion factor in the presence of chlorides. In practice, deposits and flow are closely related since solid particles tend to accumulate where water accumulates due to low flow velocities so it might be difficult to separate them.

Temperature.

The corrosion rate increases with increasing temperature *i.e.* the chemical reaction rate doubles with each 10°C. However, the solubility of acid gases decreases with temperature and the result is that a small increase in corrosivity is seen when the temperature rise. Additionally, above approximately 65 °C the nature of the surface corrosion products changes to become more protective which is especially important in sweet corrosion. According to field results and laboratory studies the CO₂ corrosion of low carbon steel is temperature dependent under turbulent flow conditions with a maximum corrosion temperature of 93 °C.

Pressure.

Increased pressure raises the solubility of acid gases thus increasing the corrosivity of the water. A general rule for how the pressure is related to corrosivity is given but many exceptions have been noted. As an example can be mentioned that a partial pressure of CO₂ below 48 kPa is considered noncorrosive, a partial pressure of CO₂ between 48 and 207 kPa may indicate corrosion and a partial pressure of CO₂ above 207 kPa usually indicate severe corrosion.

Erosion and abrasion.

Many wells produce fine sand along with the fluids which may remove inhibitor films. Erosion and abrasion depends on the velocity of the fluid. According to Wang et al the liquid flow rate is high in pipelines and usually it operates in slug flow conditions. The slug flow is characterized by high turbulent intensity and bubble impact on metal surface. When bubbles collapse at the surface a high force is exerted at the metal surface which can remove corrosion products leaving an active metal

surface. Kaul et al showed that the inhibitors are more effective in full pipe than in slug flows.

Water content.

As increasing percent of water are produced in the wells e.g. after year of production, corrosion damage may arise. Water contents from 0 to 40 % usually represent well emulsified water and since the oil is the continuous phase the product equipment is considered to be oil-wet. However, oil production in the North Sea and Alaska's North Slope has shown that even water contents of 4% may be corrosive.

Water salinity.

It is important for erosion corrosion and for sulfur deposition but it has been discussed by several authors how important it is also for other conditions. Some state that it affects the protection provided by the layer of iron sulfide formed while another found a weak relationship between corrosion and the chloride content of the produced water. Several authors consider the iron chloride found below the thick iron sulfide layers to be the key initiator of localized corrosion but it might also be the reverse, a consequence of corrosion rather than the initiation. Bonis found that only minor corrosion has been observed despite high water salinity and he therefore concluded that the role of chlorides probably is more related to water wetting and water accumulation than the effect on the protection provided by the iron sulfide layer. Nyborg confirmed this by showing that the effect of partitioning between the water and oil phases, the effect of emulsions on inhibition, the effect of accumulated corrosion products on the steel surface and the interaction between corrosion inhibitor and suspended solids are important.

CORROSION INHIBITORS

There are many different inhibitor formulas but most of them are produced from a few basic types. According to Kelland oil, condensate and gas production lines are essentially anaerobic and film forming corrosion inhibitors are mostly used. Traditionally the oil-soluble film-forming corrosion inhibitors (FFCI) have been preferred due to better stability than the water-soluble inhibitors. However the oil-

soluble FFCI tends to be toxic and for this reason greener oil-soluble and water-soluble FFCI have been developed. The solubility of the FFCI surfactants can be changed by varying the length of the hydrophobic tail but this will also greatly reduce the film-forming properties. One way to counteract this is by combining it with a wetting agent, such as an ethoxylated alcohol having about eight to ten carbon atoms.

Vapor-phase corrosion inhibitors, such as aminocarbolylate, have also been used with film-forming corrosion inhibitors for oil and gas pipeline applications. Blends of light amines and imidazolines have been shown to be good for inhibition of vapor phase corrosion in gas pipelines. Kuznetsov et al suggested that combination of volatile corrosion inhibitors (VCIs) with nonvolatile inhibitors seems to be a reliable and effective way of protecting steel from corrosion in H₂S-containing electrolytes in both liquid and vapor phase. Some different combinations were tested.

In order to intensify oil recovery acidic simulation is used, however it may lead to severe metal corrosion and hydrogen and chloride stress corrosion cracking. The corrosion rate of carbon steels is normally higher during acid simulation than under normal production and for example the imidazolines and phosphates eaters that are commonly used in production pipelines are not usually used at acidized conditions. The corrosion inhibitors used in these applications must be stable in high-concentration acid solution at low pH and high temperatures. According to Kelland most organic corrosion inhibitors for acid simulations possess electronegative atoms, a high degree of conjugated double or triple bonds and aromatic rings and a high degree of planarity which will give them the ability to hold tightly to the ferrous surface.

Environmentally friendly alternatives

There is ongoing work to develop more environmental friendly greener oil-soluble and water-soluble corrosion inhibitors. This can be done by replacing oil-based carriers to water-based, replace the petroleum-based carriers with the one manufactured from renewable resource or use biodegradable materials. Many

investigations and development of environmentally friendly oilfield corrosion inhibitor has been performed. Progress has been achieved but the new “green” inhibitors might require high dosage to achieve the same performance. Raja et al. published a review of natural products as corrosion inhibitors for metals in corrosive media.

Test conditions

The corrosion mechanism is affected by a large number of parameters and the challenge is to simplify the system without losing control of the main controlling parameters and without switching to other corrosion controlling mechanisms. As was appointed by Pacheco et al. it is likely that different laboratories have developed and used different protocols and thereby also obtained different results and perhaps also different ranking order of the inhibitor efficiency. A. Dugstad et al. has summarized (Table 2) the parameters and the chance to control them in laboratory experiments.

TABLE 2: Parameters Affecting the Corrosion Rate and the Execution of Lab Experiments

Parameters	Easy to control	Complicated to control	Comments
Temperature	X		
CO ₂	X		Consumed and has to be replenished
High H ₂ S	X		Consumed and has to be replenished
Low H ₂ S		X	Consumed and has to be replenished, low concentrations are difficult to control
HAc		X	Consumed, sensitive to pH, low concentrations are difficult to control
Flow rate	X		
Flow regime		X	Scale up problems
Oil/water wetting		X	Difficult to run live oil experiments
Oil properties		X	Large differences between model oils, stabilized oil and live oil
Steel composition	X		Use the same batch of steel as in the field if possible
Water chemistry:			
Fe ²⁺		X	Produced and has to be removed
Ca ²⁺ , Sr ²⁺ , Ba ²⁺		X	Consumed and has to be replenished
Other salts	X		
Steel surface properties		X	Mill scale, rust, corrosion films
Operational parameters		X	Shut down, changing parameters
pH	X		Depending on the buffering capacity of the water

Can change the corrosion rate and cause corrosion attack. Furthermore they showed that traces of O₂ may give rise to impaired inhibitor performance and spurious flow effects under flowing conditions.

Concentrations of ppb O₂ can significantly influence the result of an inhibitor in a high flow velocity test. It is therefore important to control the oxygen content accurate. If O₂ is part of the actual field application the inhibitor testing program

should include studies of O₂ sensitivity performance under controlled O₂ concentrations.

When the solubility of Fe²⁺ exceeds, deposition of a protective FeCO₃ layer may take place but supersaturation is necessary, in order to form a protective layer. In order to avoid this influence, Fe²⁺ needs to be removed from the test equipment.

Test methods

It is impossible to simulate all the field parameters in laboratory tests. From a corrosion point of view, the water phase which is the corrosive phase is very important. The water phase should ensure the correct water chemistry and the amount of dissolved CO₂ and/or H₂S. However the multiphase behavior becomes important for the inhibitor performance and for that reason the tests have to include even this factor. The proposed laboratory methods for evaluation of corrosion inhibitors are:

Static test. Coupons are exposed in fluids with and without inhibitors and evaluated with weight losses.

Wheel test. Wheel test is a dynamic test. The coupons is placed in a bottle with field fluids, purged with CO₂ and H₂S and capped. The bottle is agitated first with and then without inhibitor and then with inhibitor again before the weight loss is measured. The test method described in the report is not uniformly accepted throughout the oil industry, but it explains how to perform the test. However it has been shown that results from the wheel test do not correspond to the one obtained in real field conditions.

Kettle test also known as bubble test. A sealed container filled with a corrosive media that simulate the corrosion conditions expected in the actual application. Corrosion can be monitored by linear polarization resistance electrode or other monitoring techniques. The test can be modified so that the test metal becomes a rotating cylinder. However the rotary seal complexity involve that usually only sweet corrosion (CO₂) can be investigated.

Flow loop tests. This test will more closely simulate field corrosion condition. The test material can be configured as pipe which can be evaluated by weight loss

measurements. Sections of pipe instead of flat coupons are preferable to avoid edge attack. Another advantage is that high velocity can be simulated. There is a variation of this method called jet impingement. In this case the media stream onto the electrode.

Autoclave tests.

At high temperatures and high pressures an autoclave is needed. The samples are evaluated by weight loss coupons or by polarization resistance measurements.

There are also some ASTM standards for these tests:

ASTM G184 - 06 Standard Practice for Evaluating and Qualifying Oil Field and Refinery Corrosion Inhibitors Using Rotating Cage

ASTM G185 - 06 Standard Practice for Evaluating and Qualifying Oil Field and Refinery Corrosion Inhibitors Using the Rotating Cylinder Electrode

ASTM G170 - 06 Standard Guide for Evaluating and Qualifying Oilfield and Refinery Corrosion

Inhibitors in the Laboratory

These standards specify how to perform the measurements by rotating cylinder electrode (RCE), rotating cage (RC), jet impingement (JI) and high pressure experiments. No specific test solutions are specified in these standards. According to ASTM G184 – 06, ASTM G185 – 06 and ASTM G170 – 06 “all solutions (oil and aqueous) should be obtained from the field for which the inhibitor is being evaluated. In the absence of such solutions synthetic solutions with composition based on field water analysis or the standard brine “Practice for the preparation of substitute ocean water” D 1141, should be used.

Q. Meng and V. Jovancicevic used jet impingement technique in combination with electrochemical techniques to investigate the effectiveness of two CO₂ corrosion inhibitors. The conclusion from the study was that jet impingement technique is a suitable method to study both general and localized corrosion in high turbulence water/oil multiphase flow. Electrochemical Impedance Spectroscopy (EIS) can give valuable information such as solution resistance, occurrence of

pitting, corrosion mechanism and film coating, about the system. They even suggested that the occurrence of two semi-circles might indicate pitting on the filmed surface which was consistent with the metallographic observation.

According to Menendez et al. localized corrosion monitoring (LCM) can also be used to detect the occurrence of localized corrosion. Investigations have shown, that the measured effectiveness of inhibitors is greatly influenced by the test method and test conditions. Different laboratory methods have been described and results have demonstrated that steel corrosion rates measured in a parallel pipe flow apparatus and in a jet impingement apparatus correlate with each other. However the rotating cylinder electrode (RCE) corrosion rates do not correlate. SEM examinations and AC impedance results suggested that this is caused by the localized chemical environment around the RCE that is rather different from the pipe flow electrode. The fluid in RCE seems to be less effective in removing corrosion products from the surface which produce a localized environment. Results from RCE measurements should therefore be evaluated with caution.

Corrosion inhibitors have traditionally been evaluated by weight loss measurements and /or electrochemical measurements (e.g. LPR, linear polarization measurements). These techniques will provide information about general corrosion. Coupons exposure tests will give information about localized corrosion if the duration of the exposure is sufficiently long to develop pits. Fields experiences however suggest that localized corrosion can cause more problems than general corrosion and it is therefore important to evaluate the effectiveness of controlling it. Jenkins supported the necessity of testing both general and localized corrosion in the presence of acidic gases. In sour testing the corrosion rate should be carefully evaluated since iron sulfide precipitate on the surface and cause electrical bridging. A Global Performance Index was introduced to take into account corrosion rate measurements from various techniques applied in the laboratory. This index can be used to compare and rank a given set of corrosion inhibitors for a production system of interest. In addition to the variation of test method there is a time dependence in the evaluation. Most inhibitor evaluations are based on the test results under stagnant

or low flow conditions but the conditions in multi-phase flow is rather different due to the high shear stress. Studies have concluded that some inhibitor films, which have been adsorbed on the surface, are damaged by high turbulence and high frequency of bubble pulse which will lead to low corrosion resistance. The adsorption coverage of the surface may also vary with the flow and the critical inhibitor concentration varies with the flow. The flow will also influence the water/oil emulsion. If the water phase separates, bottom line corrosion can occur in the pipelines. Different models suggest that the flow rate shall be above 1 m/s to avoid separation; however, this depends on the composition of the condensate of the hydrocarbon phase. The wettability of the surface is influenced by the addition of inhibitors. According to Li et al. the oil-water interfacial tension can be greatly reduced with addition of corrosion inhibitors and the wettability of carbon steel surface may change from hydrophilic to hydrophobic when an inhibitor is added. Foss et al investigated the wettability of oleic imidazoline compound (OI) and a phosphate ester compound (PE) on carbon steel. They found that OI increased the surface ability to retain an oil film in or at the FeCO_3 and this oil film is the reason for lower corrosion rate. The PE was not able to induce the same change in wetting behavior. This means that the inhibition mechanism has to be evaluated in the presence of an oily part and not only in water phase. Normally mild steel is used at temperatures below 150°C but there are wells operating at temperatures above 150°C that use corrosion inhibitors for protection. According to field results and laboratory studied the CO_2 corrosion of low carbon steel is temperature dependent under turbulent flow conditions. The maximum corrosion temperature is 93°C and the evaluation could therefore preferable be performed at this temperature. However, it is always important to cover the whole range of parameter variation. Trace amount of copper, nickel, lead and antimony can change the corrosion rate attack. Also traces of oxygen may influence the result in high flow velocities. It is therefore important to control and evaluate the influence of O_2 under controlled O_2 conditions.

The test period is always a compromise. Long time tests are costly and there might also be a problem to control the environment. However, in order to investigate

the corrosion product coverage of the surface or the interaction with the corrosion product and the inhibitor test duration of several weeks should be considered. It is well known that blending different inhibitor substances might give