

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ВНУТРЕННЕЙ КОРРОЗИЕЙ ОБОРУДОВАНИЯ И ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА СОВЕТСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК : 622.692.4:620.197(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Васько Алексей Леонидович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ОНД ИШПР	Вершкова Елена Михайловна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН ШБИП	Гасанов Магеррам Али оглы	Д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ООД ШБИП	Авдеева Ирина Ивановна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ОНД ИШПР	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2022 г.

Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Ю.А Максимова
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г2	Васько Алексей Леонидович

Тема работы:

Методы борьбы с внутренней коррозией оборудования и промышленных трубопроводов на Советском нефтяном месторождении (Томская область)
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.04.2022 118-10/с
---	---------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая и научная литература, патенты, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1 Анализ процессов коррозии оборудования и промышленных трубопроводов 2 Общая характеристика объекта 3 Пути повышения эффективности методов борьбы с коррозией на советском месторождении 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Анализ процессов коррозии оборудования и промышленных трубопроводов	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна
Общая характеристика объекта	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна
Пути повышения эффективности методов борьбы с коррозией на советском месторождении	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор, Д.Э.Н. Гасанов Магеррам Али оглы
Социальная ответственность	Старший преподаватель Авдеева Ирина Ивановна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Анализ процессов коррозии оборудования и промышленных трубопроводов	
Общая характеристика объекта	
Пути повышения эффективности методов борьбы с коррозией на советском месторождении	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

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

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Васько Алексей Леонидович		

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: высшее
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2021 /2022 учебного года
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
22.03.2022	Анализ процессов коррозии оборудования и промысловых трубопроводов	20
12.04.2022	Общая характеристика объекта	20
05.05.2022	Пути повышения эффективности методов борьбы с коррозией на советском месторождении	20
11.05.2022	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
17.05.2022	Социальная ответственность	20

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД ИШПР	Вершкова Елена Михайловна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа 116 страниц, в том числе 27 рисунков, 23 таблиц. Список литературы включает 23 источников.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, коррозия, коррозионная агрессивность, скважина, трубопровод, защита, ингибитор.

Целью данной работы является проведение анализа существующих способов борьбы с коррозией на Советском месторождении, рекомендации новых технологий для совершенствования методов борьбы с коррозией на месторождении.

Объектом исследования является коррозия и причины его возникновения, а также способы его предупреждения и борьбы с ней.

Методы исследования: теоретический анализ, изучение материалов научных, периодических изданий, нормативно-правовой документации по тематике, сравнительный анализ.

В процессе исследования проводился: анализ причин и факторов, влияющие на скорость коррозии, анализ видов коррозии и методов борьбы с ней.

В результате работы рассмотрены общие сведения об объекте, свойствах нефти и пластовой воды на месторождении, также рассмотрены методы борьбы с коррозией на месторождении.

Предложены новые методы борьбы с коррозией, для их применения на месторождении, такие как: применение анодного полимерного заземлителя, обработка нефтяных трубопроводов от микробиологической коррозии биосоставом, применение стеклопластиковых труб НКТ.

Abstract

Final qualifying work 116 pages, including 27 figures, 23 tables. The list of references includes 31 sources.

Key words: oil, gas, field, corrosion, corrosiveness, well, pipeline, protection, inhibitor.

The purpose of this work is to analyze the existing methods of corrosion control at the Sovetskoye field, recommend new technologies to improve methods of corrosion control at the field.

The object of the study is corrosion and its causes, as well as ways to prevent and combat it.

Research methods: theoretical analysis, study of materials of scientific, periodicals, legal documentation on the subject, comparative analysis.

In the course of the study, the following was carried out: an analysis of the causes and factors affecting the rate of corrosion, an analysis of the types of corrosion and methods of dealing with it.

As a result of the work, general information about the object, the properties of oil and formation water in the field were considered, and methods for combating corrosion in the field were also considered.

New methods of corrosion control are proposed for their application in the field, such as: the use of an anode polymeric ground electrode, the treatment of oil pipelines from microbiological corrosion with a biocomposition, the use of fiberglass tubing pipes.

Обозначения, определения и сокращения

АГЗУ - автоматизированная групповая замерная установка

АСПО - асфальтосмолопарафиновые отложения

НКТ - насосно-компрессорные трубы

СПНКТ - стеклопластиковые насосно-компрессорные трубы

ППД - поддержание пластового давления

ДНС - дожимная насосная станция

УПСВ - установки предварительного сброса воды

ШГНУ - скважинная штанговая насосная установка

СВБ - сульфатвосстанавливающие бактерии

ЭХЗ - электрохимзащита

ПАВ – поверхностно-активные вещества

ПЭД - погружной электродвигатель

УЭЦН - установка электроприводного центробежного насоса

ОПЗ - очистка призабойной зоны

УПН - установок подготовки нефти

ЭХЗ - Электрохимзащита трубопроводов

СКЗ - станции катодной защиты

МБК - Микробиологическая коррозия

МРП - межремонтный период.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1 АНАЛИЗ ПРОЦЕССОВ КОРРОЗИИ ОБОРУДОВАНИЯ И ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	13
1.1 Причины образования внутренней коррозии нефтегазовых труб	13
1.2 Причины коррозии нефтепромыслового оборудования	17
1.3 Методы борьбы с коррозией в условиях разработки месторождений Западной Сибири	25
2 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА	32
2.1 Общие сведения о месторождении	32
2.2 Физико-химические свойства нефти и воды месторождения	33
2.3 Методы борьбы с коррозией на Советском месторождении	34
3 ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ НА СОВЕТСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	40
3.1 Совершенствование методов борьбы с коррозией трубопроводов	40
3.2.1 Применение немаetalлических трубопроводов	40
3.2.2 Применение анодного полимерного заземлителя	43
3.2.3 Обработка нефтяных трубопроводов от микробиологической коррозии биосоставом	47
3.2 Совершенствование методов и способов борьбы с коррозией скважинного оборудования	52
3.2.1 Применение НКТ с внутренней футеровкой и легированных НКТ	54
3.2.2 Применение протекторной защиты скважинного оборудования от коррозии	56
3.2.3 Применение стеклопластиковых труб НКТ	58
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	68
4.1 Техничко-экономическое обоснование проекта	68
4.2 Предпроектный анализ	70

4.2.3 SWOT-анализ	73
4.3 График проведения работ	76
4.4 Составление бюджета проекта	78
4.4.1 Затраты на материалы	78
4.4.2 Расчет основной заработной платы	80
4.4.3 Расчет дополнительной заработной платы	81
4.4.4 Расчет отчислений на социальные нужды	83
4.4.5 Расчёт прочих расходов	83
4.4.6 Формирование бюджета затрат на реализацию проект	87
4.5 Расчет экономического эффекта от применения мероприятия	88
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	93
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	93
5.2 Производственная безопасность	94
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия	96
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия	100
5.3 Экологическая безопасность	104
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	108
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	111
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	113
ПРИЛОЖЕНИЕ А	112

ВВЕДЕНИЕ

Современный этап технологического развития нефтяной промышленности в Российской Федерации характеризуется довольно осложненными условиями добычи нефти и газа, увеличением процента обводненности скважинной продукции, уменьшением пластового давления, стремительным падением темпов отбора жидкости. На нефтяных месторождениях большинство существующих эксплуатационных скважин работают в очень осложненных условиях. Поэтому вопрос о постоянном поддержании эксплуатационного фонда нефтяных скважин в работоспособном состоянии один из важнейших.

Одна из главных причин выхода из рабочего состояния нефтегазового оборудования является коррозия, составляющая 30% основных дефектов оборудования. Помимо снижения срока службы оборудования, коррозия так же оказывает сильное влияние на безопасность при его эксплуатации.

Коррозия - это ухудшение качества материала трубы и связанной с ней системы из-за ее взаимодействия с рабочей средой. Это касается трубопроводов и оборудования, изготовленных как из металлов, так и из неметаллов.

Коррозия трубопроводов и связанные с ней катастрофические сбои, которые она может вызвать, обходятся экономике в миллиарды долларов.

Методы защиты скважин от коррозии, применяемые на Советском месторождении на сегодняшний день, полноценно не обеспечивают эффективное предотвращение данных негативных процессов. Это связано не с эффективностью применяемых технологий защиты, а с уникальностью промысловых условий эксплуатации месторождения.

Объектом исследования являются нефтяные скважины, трубопроводы на Советском месторождении, в которых осложняющими факторами при эксплуатации являются коррозионная активность.

Предмет исследования – факторы коррозионной активности и методы борьбы с ними.

Основная цель ВКР – проведение анализа существующих способов борьбы с коррозией на Советском месторождении, рекомендации новых технологий для совершенствования методов борьбы с коррозией на месторождении.

Для достижения цели решены следующие задачи:

- изучить теоретические основы образования коррозии;
- провести анализ методов борьбы с коррозией на месторождениях Западной Сибири;
- изучить характеристики рассматриваемого объекта, свойства пластовых флюидов, методы борьбы с коррозией на месторождении;
- провести анализ современных способов борьбы с коррозией для их совершенствования на месторождении;
- Расчет экономической эффективности применения антикоррозионных мер;
- оценка мер по охране труда, промышленной и экологической безопасности на производстве.

1 АНАЛИЗ ПРОЦЕССОВ КОРРОЗИИ ОБОРУДОВАНИЯ И ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Коррозия – это разрушение металлов и некоторых других твердых тел, вызываемое химическими и электрохимическими окислительно-восстановительными процессами при взаимодействии с окружающей средой, возникающий по причине неустойчивости термодинамической системы металл – компоненты окружающей среды. Металлы переходят в окисленную форму и теряют свои свойства, что приводит в негодность металлические материалы. Этот процесс, развивается в основном на поверхности металла. Однако не исключено, что коррозия может проникнуть и вглубь металла. Главными причинами снижения ресурса практически всех видов нефтеперерабатывающего оборудования являются коррозионные повреждения и их коррозионно-механический износ [1].

1.1 Причины образования внутренней коррозии нефтегазовых труб

Коррозия – это разрушение металлов и некоторых других твердых тел, вызываемое химическими и электрохимическими окислительно-восстановительными процессами при взаимодействии с окружающей средой, возникающий по причине неустойчивости термодинамической системы металл – компоненты окружающей среды.

В промышленных условиях при эксплуатации скважин на месторождениях особенно большому коррозионному воздействию подвергаются подземное оборудование [1]:

- эксплуатационная колонна, трубы,
- погружной электродвигатель (ПЭД),
- кабельная продукция,

а также наземное оборудование:

- задвижки,
- фонтанные арматуры и обвязки скважин,
- выкидные и нагнетательные линии,
- нефтесборный, газовый коллекторы,
- камеры сгорания и поршни силовых установок,
- на трубопроводах смонтированы УКК,
- счетчики газа и другого оборудования.

Наиболее частыми причинами выхода нефтепромыслового трубопровода из строя могут быть несоблюдение выполняемых работ, вибрация трубопровода, импульсы давления, внутренняя и внешняя коррозия, деформация трубопровода при эксплуатации, проседание грунта и т. д.[1].

Внутренняя коррозия представляет собой разрушение металлической структуры нефтегазовой трубы в результате электрохимической реакции трубного материала с внутренней средой трубы. Она приводит к изменению свойств металла и ухудшению его функциональных характеристик. Коррозия выступает основной причиной аварий на трубопроводах, при этом не может быть полностью устранена, что повышает важность своевременной реализации комплекса мер по антикоррозионной защите.

Коррозия внутренней поверхности нефтегазовых труб в большинстве случаев вызвана присутствующей в транспортируемой среде водной фазой, достигающей 50 %. Высокая агрессивность среды обусловлена наличием в её составе не только большого количества растворенных коррозионно-активных газов, но и содержанием механических примесей, солеотложений и колоний бактерий, относящихся к коррозионно-активному нефтяному биоценозу и зачастую способствующих интенсификации процессов коррозионного разрушения. В число других причин агрессивности воздействия внутренней среды входят температура, скорость движения, минерализация, давление и рН водной фазы, структура потока эмульсии, условия её расслоения и выпадения осадков и воды.

Значительная часть внутренних коррозионных разрушений является результатом бактериальной коррозии, опасность которой заключается в высокой скорости размножения бактерий и простоте их приспособления к изменениям химических, физических и биологических условий среды. Наибольшей агрессивностью по отношению к поверхности нефтегазовых труб обладают сульфатредуцирующие бактерии, выступающие продуцентами таких коррозионных агентов, как органические кислоты, ферменты и сероводород. Реакция последнего с металлом инициирует образование сульфида железа и его накопление на внутренней поверхности труб.

На рисунке 2 перечислены основные факторы, которые могут повлиять на коррозионную стойкость трубопровода. Наиболее важные из этих факторов будут рассмотрены ниже.

Коррозия нефтепроводов чаще встречается на долгосрочных месторождениях Западной Сибири. Из-за небольшой добычи нефть характеризуется повышенной обводненностью (более 80%) и низкой скоростью закачки. С увеличением содержания воды в добыче нефтяных скважин, эмульсия нефти и воды будет рассортирована, и вода появится как отдельная фаза. Образование водного слоя на металле активизирует процесс коррозии, а сила коррозионного процесса зависит не только от минерализации воды, но также от наличия или отсутствия смеси таких компонентов, как сероводород, диоксид углерода, кислород, сульфид железа и др.

Процесс коррозии начинается с поверхности металла и проникает внутрь материала. В результате происходят изменения минерала: на его поверхности происходят химические процессы, образующие углубления (пятна, свищи, язвы), которые заполнены продуктами коррозии, в основном Fe_2O_3 . На рис. 8 представлена классификация по характеру коррозионного повреждения металла.

Выделяют следующие виды коррозии (рисунок 1):

- сплошную - это окисление металла по всей поверхности конструкции, находящейся под воздействием агрессивной среды;

- местную - это окисление металла на определенных участках поверхности конструкции.

Все виды коррозионных процессов можно разделить на две основные группы по месту расположения:

- коррозия внутренней поверхности резервуаров, оборудования и трубопроводов от контакта с рабочей насосной средой[2].

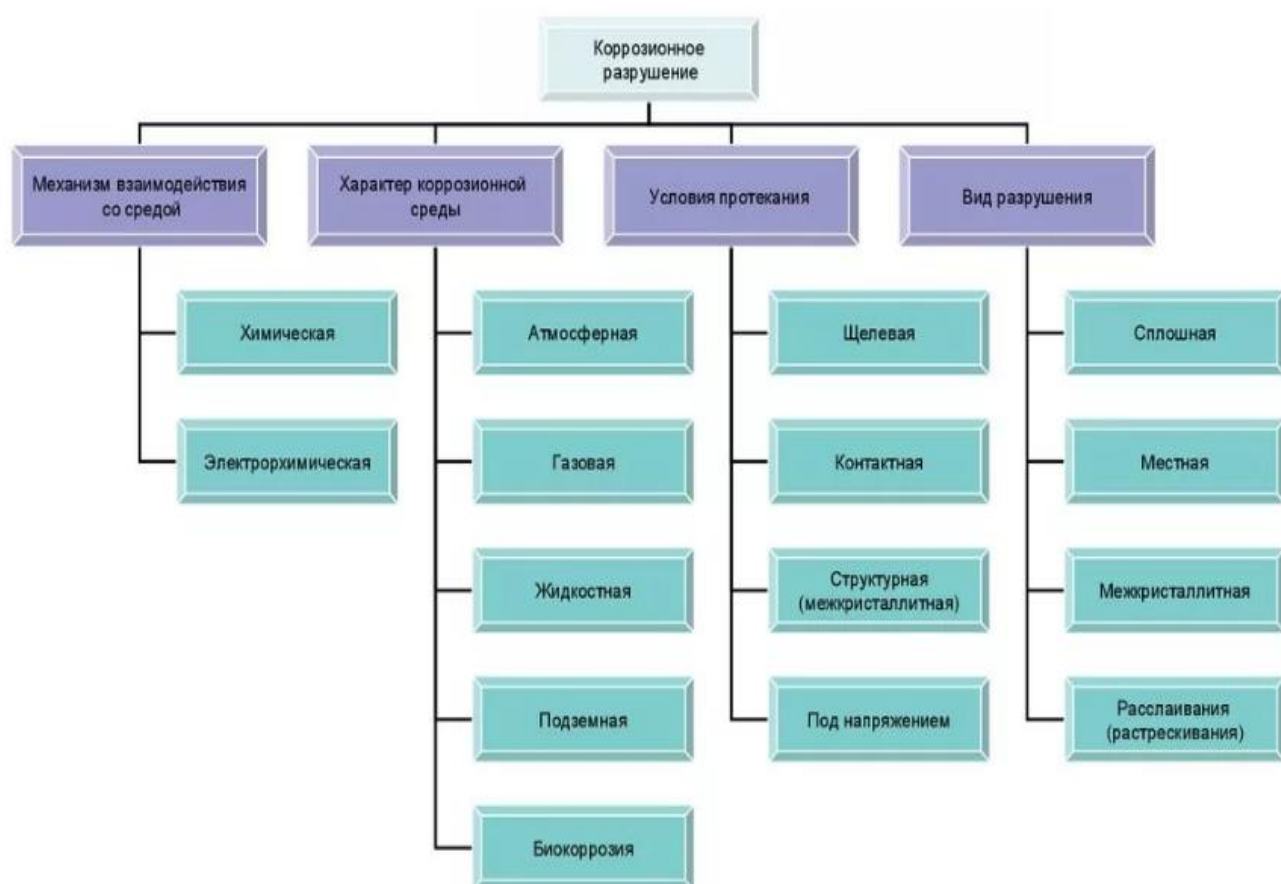
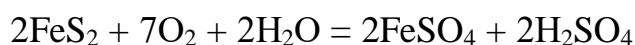


Рисунок 1 – Виды коррозионных разрушений

По мере развития местной коррозии она иногда переходит от одного вида к другому. Например, коррозионная точечная коррозия может быть начальной стадией развития точечной или межкристаллитной коррозии или некоторых коррозионных повреждений в процессе коррозионного напряжения или процесса коррозии под напряжением.

1.2 Причины коррозии нефтепромыслового оборудования

Наибольшую опасность в связи с высокой коррозионной активностью представляют сульфатвосстанавливающие, нитрофицирующие, тионовые и железобактерии. Бактериальная коррозия промышленного оборудования представлена, в основном, сульфатвосстанавливающими (СВБ) и тионовыми бактериями. Эти бактерии не реликтовые для пластовых условий, а заносятся с поверхности - пресной водой, подземным оборудованием и другими способами. СВБ, в свою очередь, могут быть в массе жидкости и адгезированные к поверхности металла. Последние считаются особенно опасными, поскольку вызывают питтинговую коррозию (похожую на сверление), скорость которой в десятки раз выше общей скорости коррозии. В результате жизнедеятельности СВБ образуется сероводород, который реагируя с ионами железа образует сульфид железа, кроме того, соединяясь с растворенным кислородом серную кислоту[3]



Скорость коррозии промышленного оборудования зависит также:

1. От состава пластовой и сточной (после УПН) воды. Эти воды сильно минерализованы (более двухсот тысяч миллиграммов на литр), имеют в своем составе сероводород, углекислый газ, кислород и другие вещества - целый букет вредных веществ - усиливающих процесс коррозии.

2. От температуры и давления. С повышением температуры и давления усиливается коррозионное разрушение металла..

3. От водородного показателя –РН среды. Если среда щелочная - РН больше 7 единиц, коррозия слабая, если, к примеру, РН = 4 и менее - среда кислотная и сильноагрессивная в коррозионном отношении.

4. От состава стали. Если применяется легированная сталь - коррозия минимальная.

5. От структуры металла. При одинаковом химическом составе различные структуры подвергаются коррозии по-разному.

6. От напряженного состояния металла. Если металл находится, например, под изгибающим усилием, то напряженные места быстрее подвергаются коррозии, чем спокойные участки.

С увеличением содержания воды в продукции скважин происходит расслоение водонефтяной эмульсии и появление воды в качестве отдельной фазы. На металле образуется водная прослойка, что обуславливает активизацию коррозионного процесса, интенсивность которого зависит не только от минерализации воды, но и от наличия в смеси таких компонентов, как сероводород, углекислый газ, кислород, сульфид железа и др. Такие высокообводненные скважины с содержанием воды в продукции более 75-80% составляют в настоящее время большую часть действующего фонда нефтяных скважин.

Уровень воздействия агрессивной среды на поверхность скважинного оборудования при различных способах эксплуатации и для различных категорий скважин разный. На рисунке 2 как пример приведена схема воздействия агрессивной среды на оборудование для скважины с УЭЦН и нагнетательной скважины. Места, где происходит максимальная интенсивная коррозия, показаны красными стрелками.

Коррозионно-опасные участки скважин

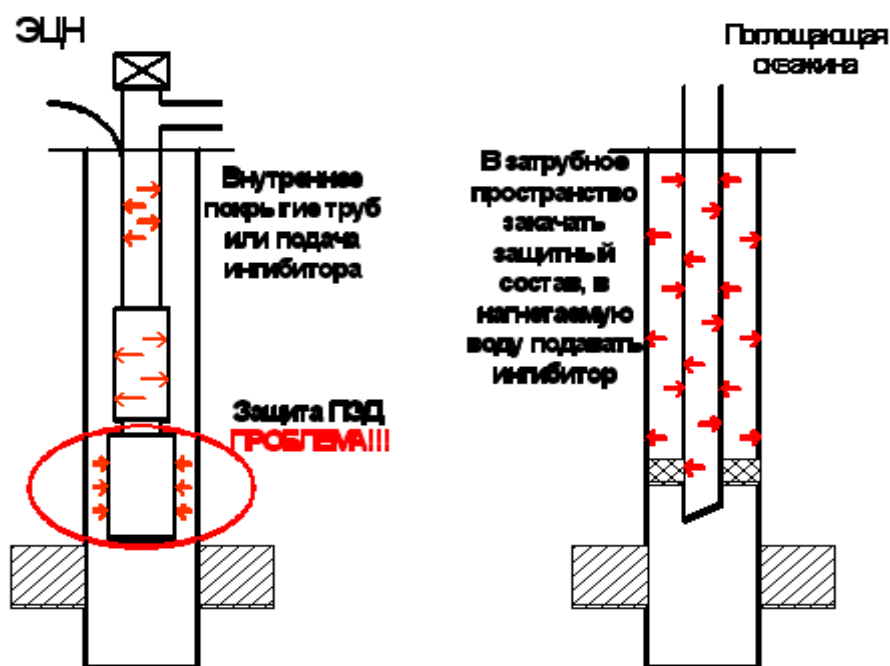


Рисунок 2 - Пример максимального воздействия агрессивной жидкости на скважинное оборудование при эксплуатации УЭЦН и в нагнетательной скважине сточной воды

Немалое влияние на скорость сероводородной коррозии насосных штанг и НКТ оказывает давление среды. В сероводородосодержащих скважинах одним из видов разрушения НКТ и штанг является сульфидное растрескивание в сочетании с различными видами механического воздействия на внутрискважинное оборудование[4].

По данным замера скорость коррозии в выкидных линиях скважин не превышают 0,1 мм/год, однако фактическая скорость питинговой коррозии металла в скважинном оборудовании значительно выше. Например, на отдельных скважинах, где подается ингибитор коррозии, разгерметизация по причине коррозии НКТ скважин, оборудованных УЭЦН, происходила на месторождении за 6-8 месяцев.

Если не принимать меры защиты оборудования от коррозии, то в скважинах закачки сточной воды в результате двухстороннего воздействия

агрессивной среды появляются сквозные отверстия в НКТ в течение одного года и менее. Характер коррозионного разрушения НКТ в нагнетательных и поглощающих скважинах показан на рисунке 3.



Рисунок 3 - Коррозия НКТ в нагнетательной скважине сточной воды произошла снаружи и изнутри

Одной из причин интенсивной коррозии скважинного оборудования является наличие в добываемой попутной и закачиваемой сточной воде растворенного кислорода. Чтобы коррозия была незначительной требуется не превышение содержания кислорода в воде 0,025 мг/литр, а фактически на месторождениях, где ППД производится пресной водой, содержание кислорода в десять и более раз больше (таблица 1).

Таблица 1- Результаты измерения содержания кислорода в продукции добывающих скважин X месторождения

№п/п	№ скважины	Содержание кислорода, мг/л
1	715	0,7
2	1951	0,59
3	1507	0,64
4	1542	0,75
5	1726	0,8
6	1906	0,66
7	1948	0,67
8	1966	0,73

9	2078	0,53
10	714	0,67
Скв.365, куст 65, ДНС-7 (проба от 18.10.07.		1.7 при T=10 ⁰ C
Пресная вода р.Сива		7, 3

Кислород попадает в скважинную жидкость не только при ППД, но и при технологических обработках. По данным исследования группы по борьбе с коррозией Ижевского НТЦ по влиянию жидкости для удаления АСПО, состоящей из подогретой пресной воды и моющих веществ, содержание кислорода в этой жидкости составляет 4,9 мг/литр, а скорость коррозии металлических образцов достигает 0,55 мм/год. Это очень высокий уровень коррозии. Необходимо заметить, что вышеуказанных обработок делают сотни в месяц, а коррозионно-агрессивная жидкость воздействует не только на скважинное оборудование, но и на нефтесборную систему. Поэтому имеется необходимость снижения коррозионной активности промывочных жидкостей.

Одним из серьезных осложнений в добыче нефти является коррозия УЭЦН. Причем выходят из строя из-за коррозии преимущественно ПЭД высокопроизводительных УЭЦН при обводненности продукции 75% и выше.

Применение погружных двигателей антикоррозионного исполнения продлевают срок службы УЭЦН, но не снимают проблему[5].

Причиной интенсивной коррозии ПЭД является сочетание высокоагрессивной среды с высокой температурой корпуса двигателя, при котором электрохимическая коррозия металла имеет максимальную величину (3-5мм/год в питингах). Характер коррозионного повреждения ПЭД показан на рисунке 4.



Рисунок 4 – Коррозионное повреждение корпуса погружного электродвигателя УЭЦН

Как видно из рисунка, коррозия корпуса носит очаговый и интенсивный характер в результате воздействия многих отрицательных факторов, воздействующих на металл корпуса ПЭД.

Насос же находится выше ПЭД и с наружной поверхности омывается чистой нефтью, в связи с чем корпус насоса сильной коррозии не подвергается.

Стальная конструкция влияет на коррозионную стойкость стали. К внешним факторам относятся состав газовой среды, давление, температура, высокотемпературные условия и другие факторы.

Жаропрочностью называют способность материала сохранять при высоких температурах достаточно высокие прочностные свойства. Обычно считается, что материал может работать до такой температуры, при которой кратковременная прочность составляет не менее $0,6\sigma_{sv}$ (предела прочности) при комнатной температуре.

Большинство металлов (исключая благородные) термодинамически неустойчивы на воздухе и в атмосфере других газов при обычных условиях. С повышением температуры степень термодинамической нестабильности несколько снижается, скорость реакции взаимодействия в различной степени возрастает. В отличие от электрохимической коррозии при химическом взаимодействии металла с газовой средой продукты коррозии образуются непосредственно в зоне реакции.

Процессы газовой коррозии - это многоступенчатые гетерогенные процессы, которые протекают на границе раздела металл-газ.

Пленки на металле, возникающие во время коррозии, то есть продукты реакции металла и окислительной среды, могут предотвратить или замедлить процесс коррозии.

Сточные воды, содержащие сероводород, являются наиболее агрессивными. Увеличение обводненности способствует увеличению скорости сероводородной коррозии.

сульфида железа является катодом по отношению к стали и образует с ней электрическую пару. Это приводит к дальнейшей активации электрохимического процесса по разрушению минерала скважинного оборудования.

Немалое влияние на скорость сероводородной коррозии насосных штанг и НКТ оказывает давление среды. В сероводородсодержащих скважинах одним из видов разрушения НКТ и штанг является сульфидное растрескивание в сочетании с различными видами механического воздействия на внутрискважинное оборудование.

При эксплуатации скважин с помощью СШНУ совместное воздействие на оборудование повторно- переменных нагрузок и электрохимической коррозии вызывает коррозионно-циклическое усталостное разрушение металла оборудования.

По данным замера скорость коррозии в выкидных линиях скважин не превышают 0,1 мм/год, однако фактическая скорость питинговой коррозии металла в скважинном оборудовании значительно выше. Например, на отдельных скважинах, где подается ингибитор коррозии, разгерметизация по причине коррозии НКТ скважин, оборудованных УЭЦН, происходила на месторождении за 6-8 месяцев.

Если не принимать меры защиты оборудования от коррозии, то в скважинах закачки сточной воды в результате двухстороннего воздействия

агрессивной среды появляются сквозные отверстия в НКТ в течение одного года и менее[6].

Характер коррозионного разрушения НКТ в нагнетательных и поглощающих скважинах показан на рисунке 5.



Рисунок 5 – Коррозия НКТ в нагнетательной скважине сточной воды произошла снаружи и изнутри.

Одной из причин интенсивной коррозии скважинного оборудования является наличие в добываемой попутной и закачиваемой сточной воде растворенного кислорода.

Чтобы коррозия была незначительной требуется не превышение содержания кислорода в воде 0,025 мг/литр, а фактически на месторождениях, где ППД производится пресной водой, содержание кислорода в десять и более раз больше.

Кислород попадает в скважинную жидкость не только при ППД, но и при технологических обработках. По данным исследования группы по борьбе с коррозией НТЦ по влиянию жидкости для удаления АСПО, состоящей из подогретой пресной воды и моющих веществ, содержание кислорода в этой жидкости составляет 4,9 мг/литр, а скорость коррозии металлических образцов достигает 0,55 мм/год. Это очень высокий уровень коррозии.

Необходимо заметить, что вышеуказанных обработок делают сотни в месяц, а коррозионно- агрессивная жидкость воздействует не только на скважинное оборудование, но и на нефтесборную систему.

Поэтому имеется необходимость снижения коррозионной активности промывочных жидкостей.

1.3 Методы борьбы с коррозией в условиях разработки месторождений Западной Сибири

Основные методы борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования, которые сегодня применяют отечественные и зарубежные компании, можно разделить на три группы: химические, физические и технологические (рисунок 6).

Выбор мест установки средств мониторинга на трубопроводе необходимо согласовывать с эксплуатирующей организацией в процессе строительства объектов. Место установки узлов контроля скоростей коррозии необходимо обустроить площадкой для обслуживания и проведения замеров, а также при необходимости гидроизолированными колодцами.

Коррозионный мониторинг является одной из составляющих процесса обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводов, увеличения срока службы и снижения эксплуатационных затрат на их обслуживание.

Информация, получаемая с системы коррозионного мониторинга по коррозионной агрессивности рабочих сред и остаточному содержанию ингибиторов коррозии, позволяет оценить текущее коррозионное состояние трубопроводного фонда, тенденции изменения агрессивности рабочих сред, а также определить эффективность проводимых противокоррозионных мероприятий и необходимость их корректировки[7].

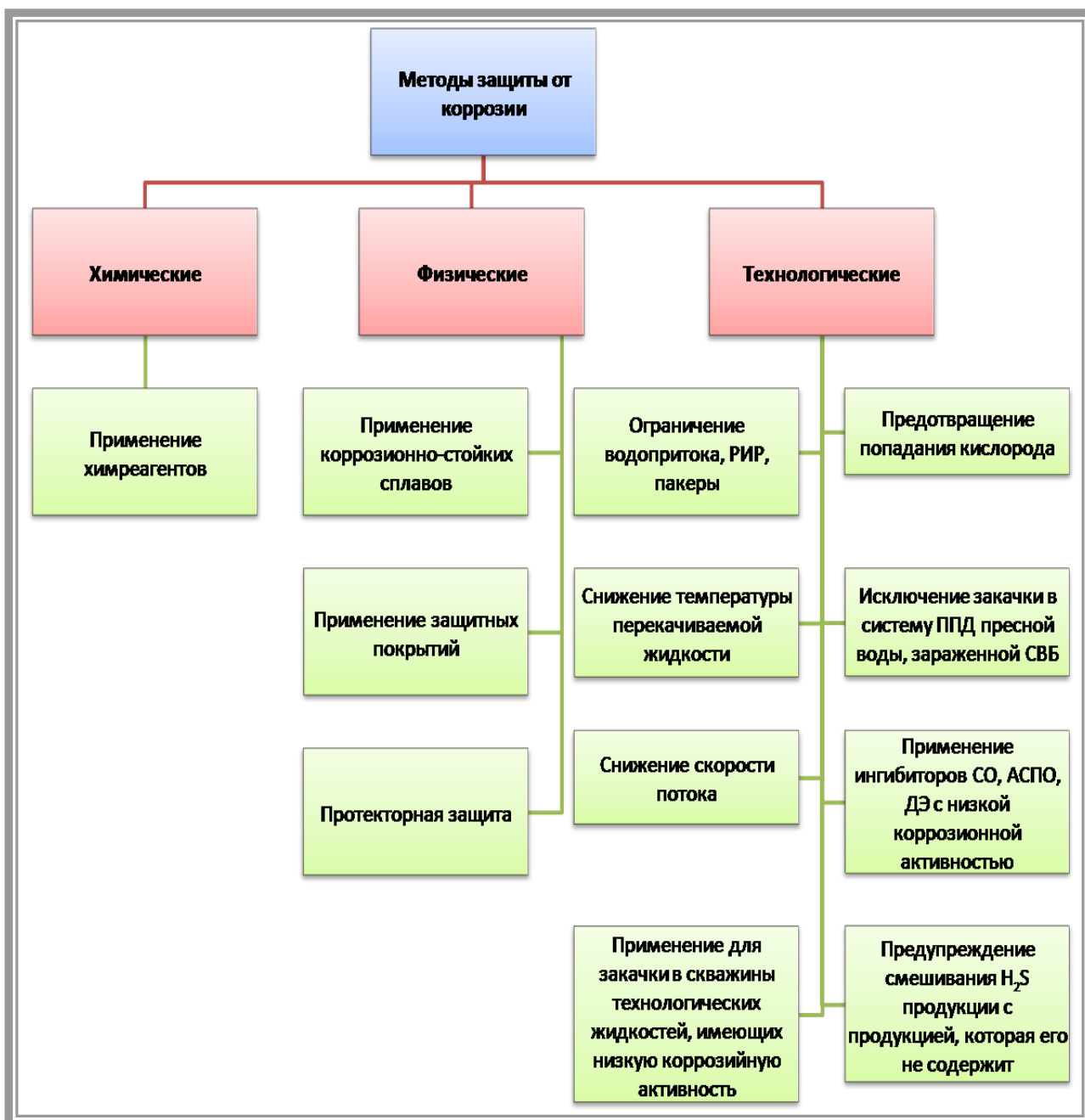


Рисунок 6 – Методы защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии

При увеличении обводненности в добывающих скважинах на металле образуется водный слой, что приводит к активизации процесса коррозии (рис. 10), интенсивность которого зависит не только от солености воды, но также от наличия смеси компонентов, таких как сероводород, диоксид углерода, кислород и сульфид железа и т. д.

Такая высокообводненная продукция скважин с содержанием воды 75-80% и выше является причиной более 65% порывов в нефтесборной сети.

Защита от коррозии нефтепромыслового оборудования на месторождениях должна организоваться по всей технологической цепочке - начиная от забоя добывающей скважины включая выкидные линии, ГЗУ, нефтесборную систему, ДНС, напорные трубопроводы, УПН, КНС, нагнетательные трубопроводы и кончая забоем нагнетательной скважины.

При высокой обводненности продукции скважин необходима ингибиторная и бактерицидная защита оборудования от коррозии, контроль скорости коррозии, контроль концентрации сероводорода, кислорода, и других агрессивных веществ.

На большинстве предприятий по добыче нефти мониторинг коррозии трубопроводов и оборудования практически ведется только в рамках работы с механизированным фондом скважин, а целевая работа по определению скорости коррозии, по определению динамики агрессивности добываемой жидкости, влияния ОПЗ и технологических обработок на интенсивность коррозионных процессов в скважине и системе сбора не ведется.

Следует заметить также, что оборудование установок подготовки нефти (УПН) тоже редко охватывается мониторингом, хотя технологическая система УПН периодически подвергается бактерицидной обработке.

На УПН требуется контроль качества антикоррозионного покрытия трубопроводов, определение срока эффективной службы покрытия, определение скорости коррозии в разных точках технологической цепочки и интенсивности развития сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ), динамика изменения концентрации сероводорода и др.

Такие пробелы мониторинга коррозии в технологической цепочке добыча - нефтесбор - подготовка нефти и воды - закачка воды в пласт значительно ухудшают качество и эффективность борьбы с коррозией

нефтепромышленного оборудования, не способствуют снижению порывов трубопроводов и охране окружающей среды.

Поэтому в предприятиях рекомендуется создавать специальные службы по борьбе с коррозией. Надо подчеркнуть особо: если на промысле существует значительная постоянная технологическая проблема – надо создавать постоянное структурное подразделение (отдел, служба, лаборатория, группа итд) по по борьбе и нейтрализации негативного влияния осложняющих факторов. Решение путем привлечения разовых услуг специализированных организаций к успеху не приводит.

В настоящее время основным методом защиты от коррозии в нефтедобывающих предприятиях является химический метод защиты.

Такой метод борьбы с коррозией наиболее эффективен при эксплуатации нефтепроводов с высокообводненной продукцией и водоводов при закачке сточных вод в систему ППД. Впервые внутреннюю футеровку трубопроводов для закачки сточных вод полиэтиленовым «чулками» начали применять в Татарстане еще в конце 70-годов двадцатого столетия. В дальнейшем эта технология закрепилась и совершенствовалась. Также были внедрены полиуретановые покрытия и эпоксидные покрытия на основе материалов с высокой вязкостью (рисунка 7) [7].



Рисунок 7 – полиуретановые покрытия

Внутреннее антикоррозионное покрытие трубопроводов может выполняться различными материалами.

Электрохимзащита трубопроводов (ЭХЗ) - один из эффективных методов защиты трубопроводов от коррозии и широко применяется на практике (рисунок 8).

Поскольку этот метод имеет свою специфику, промышленные работники не всегда хорошо представляют работу ЭХЗ. В связи с этим следует более подробно описать принципы работы ЭХЗ.

Для защиты подземных трубопроводов от коррозии вдоль их пути сооружаются станции катодной защиты (СКЗ). В комплект СКЗ входят источник постоянного тока (защитная арматура), анодное заземление, точки контроля и измерения, а также соединительные провода и кабели. В зависимости от условий могут работать 0,4 защитные устройства переменного тока; 6 или 10 кВ или от независимых источников.

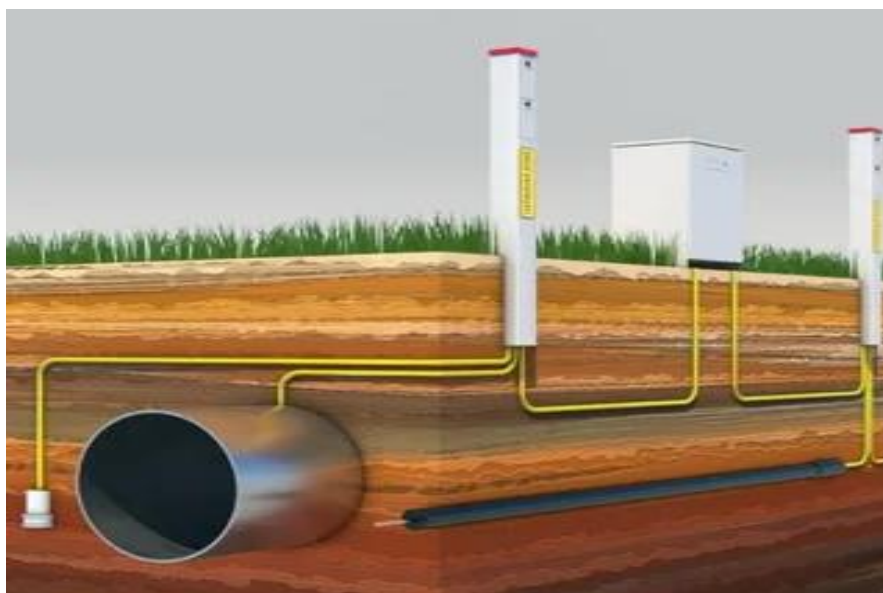


Рисунок 8 - Система электрохимзащиты трубопроводов

Для устройства анодных заземлений в скальных и высокоомных (глубоко промерзающих, засушливых и пустынных) грунтах, а также в речной и морской среде хорошо зарекомендовали себя протяженные электроды из электропроводных эластомеров серии ЭР. Такие электроды могут укладываться как горизонтально рядом с трубопроводом, так и вертикально в качестве глубинных анодных заземлителей. Кроме того, электроды серии ЭР могут

использоваться для защиты технологических резервуаров не только наружных, но и внутренних поверхностей.

На практике в промышленных условиях катодная защита применяется только для защиты основных трубопроводов - напорных и магистральных нефтепроводов, водоводов большой длины и протяженных разводящих водоводов системы нагнетания.

На участке газопровода, где проектируют устройство защиты, вначале подключают одну протекторную установку, измеряют потенциал труба — земля газопровода (шагом 5—20 м) и строят графики естественного потенциала $i_{\text{егт}}$ и общего потенциала $i_{\text{общ}}$ с подключенной протекторной установкой i_2

Ингибитор коррозии, вводимый в нефть в составе деэмульгатора, автоматически нейтрализует коррозионное воздействие пластовой воды на стенки технологического оборудования на всем пути добычи скважины до тех пор, пока вода не будет закачана в продуктивный пласт или абсорбционный слой.

Все эти процессы являются органически совместимыми, так как для их эффективного осуществления и протекания практически во всем температурном диапазоне требуется движение потока в четко заметном турбулентном режиме, что практически происходит как в присутствии, так и без газовой фазы. Таким образом, один технологический процесс - введение деэмульгирующего реагента с ингибитором коррозии в полевые системы сбора - решает проблему деэмульгирования нефти, депарафинизации оборудования и защиты его от коррозии[8].

В современной промышленности выпускают реагенты на основе алкилбензолсульфоната кальция и алканов сульфоната натрия.

Наибольшую популярность получила теория взаимодействия, созданная академиком Б. Репиндер.

Критерий эффективности деэмульгирования является обеспечение максимального отделения попутной воды за определенный период времени с минимальным расходом реагента.

ПАВ в растворах делятся на основные группы: анионные, катионные и неионные. Анионные и катионные поверхностно-активные вещества разлагаются на ионы в водных растворах, в отличие от неионных растворов.

Реагенты деэмульгатора, используемые в нефтяной промышленности, делятся на ионные и неионные.

Ионные деэмульгаторы подразделяются на анионные и катионные.

Ионы конденсируются на поверхности капли воды, удаляя защитную оболочку, создавая еще одну более слабую оболочку с противоположным первоначальным зарядом.

Современные реагенты и деэмульгаторы разрабатываются для подготовки нефти с повышенной вязкостью, как правило, путем создания новых композиционных составов для эмульгирования.

Использование деэмульгаторов показывает, что использование составных формул в несколько раз эффективнее, чем использование соединения в чистом виде.

2 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА

2.1 Общие сведения о месторождении

Месторождение находится на территориях Томской области и Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Месторождение открыто в 1962 году, опытно-промышленная эксплуатация начата в 1966 году. Месторождение практически полностью освоено, за исключением небольших участков окраинных зон. Площадь месторождения - 478 км²(рисунок 9).

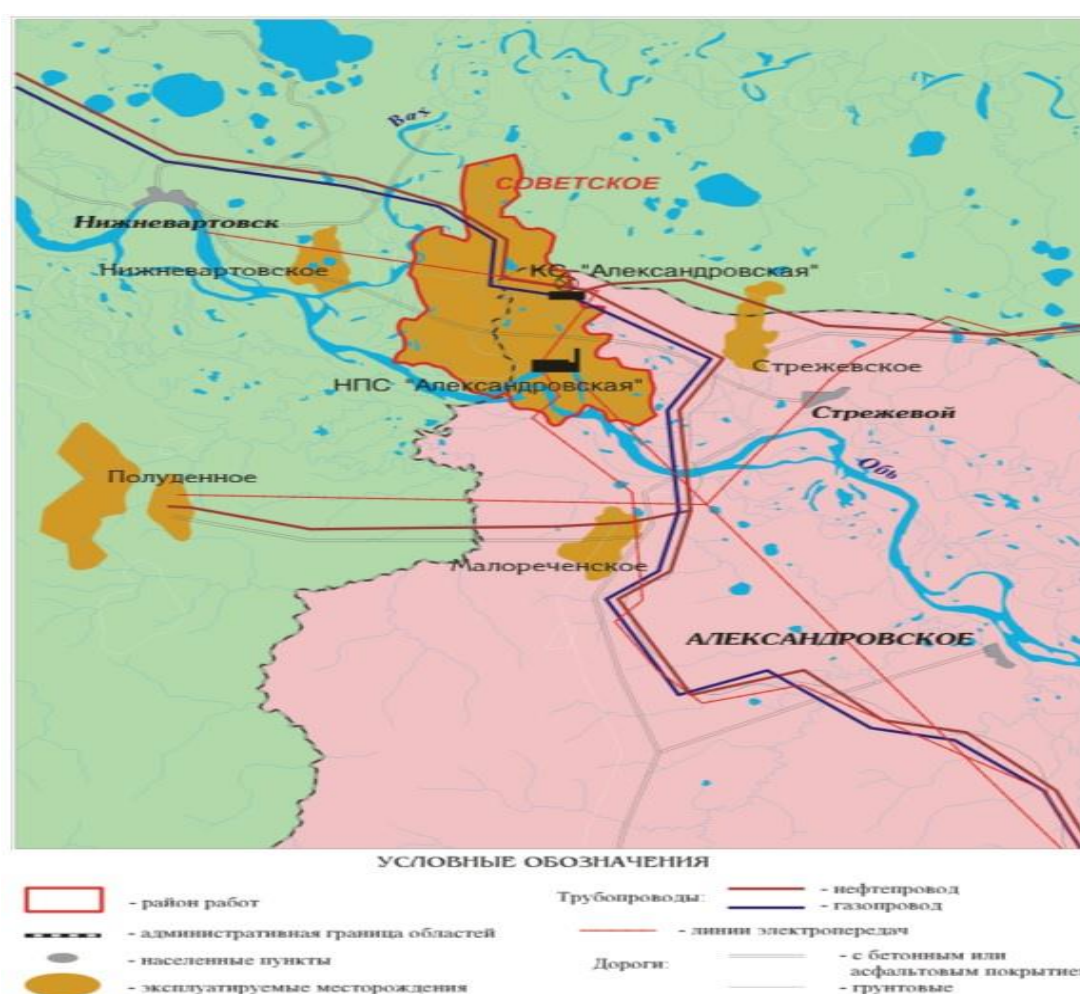


Рисунок 8 - Обзорная схема района работ

В отложениях продуктивных пластов Советского месторождения выявлено четыре нефтяные площади: Соснинская, Советская, Медведевская, Усть-Вахская. Всего на Советском месторождении разрабатывается 18 объектов: АВ1, АВ2, АВ3, АВ4, АВ6, АВ7, АВ80, АВ81, БВ0+1, БВ2, БВ3, БВ4,

БВ5, БВ6, БВ8, Ю1, Ю2, М. Залежь продуктивного горизонта АВ1, наибольшая по площади и запасам, перекрывает все остальные по простиранию.

Нефтегазовый промысел Советского месторождения, на котором осуществляет производственную деятельность цех добычи нефти и газа №1, входит в структуру АО «Томскнефть» ВНК.

Промысел оснащен развитой производственной и бытовой инфраструктурой, включающей в себя:

- объекты добычи нефти и газа,
- объекты добычи и закачки технологической жидкости,
- объекты подготовки и перекачки товарной нефти,
- объекты подготовки и перекачки товарного газа,
- нефтесборные, нефтетранспортные и газотранспортные сети,
- водоводы системы поддержания пластового давления (ППД),
- объекты и сети теплового и энергоснабжения,
- жилищно-коммунальные объекты,
- промысловые автомобильные дороги.

2.2 Физико-химические свойства нефти и воды месторождения

На момент подсчета запасов, утвержденного в ГКЗ в 2007 году, было отобрано и исследовано 1643 поверхностные пробы нефти из 753 скважин и 190 глубинных проб нефти из 82 скважин. Сведения изученности нефти по пластам месторождения представлены в таблице 2.

Таблица 1 - Физико-химические свойства пластовой нефти Советского месторождения

НАИМЕНОВАНИЕ	ПЛАСТЫ					
	АВ ₁	АВ ₂	АВ ₃	АВ ₄	АВ ₆	АВ ₇
Давление насыщения, МПа	7,9	8,3	9,4	8,1	9,7	12,1
Газовый фактор при однократном разгазировании, м ³ /т	66,0	61,4	74,8	75,1	75,9	92,6
Газовый фактор при ступенчатом разгазировании, м ³ /т	46,5	51,7	62,2	65,7	63,2	77,8

Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	772,8	775,2	767,1	766,8	759,7	760,0
Плотность нефти после однократной сепарации, кг/м ³	851,3	853,3	848,5	849,0	848,7	847,0
Плотность нефти после ступенчатой сепарации, кг/м ³	844,9 851,3*	848,3 851,8*	847,6 846,8*	844,1 854,4*	841,9 850,5*	842,4 848,2*
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	1,58	1,60	1,36	1,50	1,18	1,05
Объемный коэффициент при однократном разгазировании, доли ед,	1,184	1,180	1,200	1,210	1,212	1,210
Объемный коэффициент при ступенчатом разгазировании, доли ед,	1,133	1,149	1,154	1,178	1,154	1,196
Плотность газа при однократном разгазировании, кг/м ³	1,203	1,183	1,200	1,240	1,186	1,205
Плотность газа при ступенчатом разгазировании, кг/м ³	1,008	0,959	0,991	1,072	1,042	1,021
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа*10 ⁻⁴	12,3	12,0	11,4	12,8	12,7	13,9
Коэффициент растворимости газа в нефти, (м ³ /м ³)/МПа	7,12	7,1	7,8	7,9	7,6	8,1
Пластовое давление, МПа, (начальное)	16,97	17,0	17,2	17,55	18,2	18,45
Пластовая температура, °С	55,0	55,0	56,0	57,3	60,0	60,8

Исследования поверхностных проб нефти в основном проводились в лаборатории химического анализа НГДУ «Стрежевойнефть», а исследования глубинных проб нефти - в лабораториях СибНИИНП, Главтюменьгеологии, Нижневартовского комплексного отдела, на кафедре Томского политехнического университета и в лаборатории «ТомскНИПИнефть». Большинство исследований глубинных проб проводилось в 60-70-е годы, и результаты, довольно часто, не содержат полный набор информации по свойствам и компонентному составу флюида в пластовых условиях и после подготовки.

Физические свойства и химический состав пластовых вод Советского месторождения представлены в приложении А.

2.3 Методы борьбы с коррозией на Советском месторождении

Технологический процесс добычи нефти в ЦДНГ-1 осуществляется механизированным способом, то есть с использованием скважин, оборудованных УЭЦН (установками электроцентробежных насосов), а так же ШГН (штанговыми глубинными насосами).

Продукция скважин по кустовым нефтепроводам выкидных линий, поступает на сборную гребенку автоматизированной замерной установки (АГЗУ) и далее в нефтесборный коллектор куста, при этом в АГЗУ автоматически осуществляется отдельный замер дебита каждой скважины. По нефтесборным коллекторам газожидкостная смесь поступает на установки предварительного сброса воды (УПСВ-1,11,3,4), где осуществляется сепарация газа и основное отделение пластовой воды от нефти. Далее обезвоженная нефть насосами внешней перекачки транспортируется по напорному трубопроводу в товарный парк ЦППН-1, где происходит более глубокая степень очистки и доведение нефти до требований ГОСТ. Товарная нефть перекачивается в Центральный товарный парк РНУ, откуда по магистральному нефтепроводу отправляется потребителям.

Подтоварная вода, после отделения на УПСВ-1,11,3,4 и соответствующей подготовки поступает на БКНС-3,4,5,8,10 для последующей закачки в продуктивные пласты с целью поддержания пластового давления. В ЦДНГ-1 для системы ППД используется только подтоварная вода, объемов которой вполне достаточно для необходимых объемов закачки. Водозаборные скважины, построенные для добычи сеноманской воды, находятся в резерве.

По фонду скважин, эксплуатируемых ЭЦН, на январь 2017 года проведено 93 преждевременных ремонта.

Основные причины преждевременных ремонтов:

коррозия ГНО 13 %;

засорение ЭЦН механическими примесями 8 %;

солеотложение 2 %;

снижение изоляции ПЭД 1 % (рисунок 10).

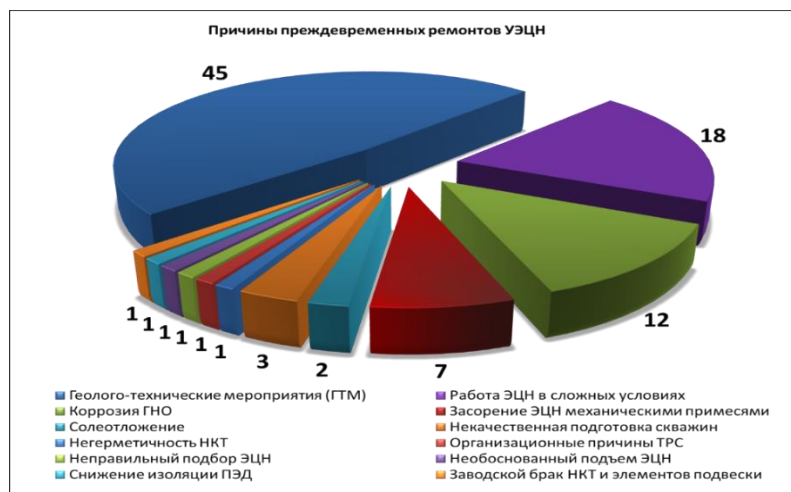


Рисунок 10 – Распределение действующих добывающих скважин ЭЦН по причинам ремонта

Основная часть отказов (7 шт.) вызвано снижением сопротивления изоляции до 0 (R-0). Четыре скважины остановлены по причине снижения подачи, одна - по причине отсутствия подачи.

На момент отказа УЭЦН, 4 скважины из 12 относились к осложненному фонду, 2 из них обрабатывались ингибитором комплексного действия ХПКС-004(А) и 2 ХПС-005. Что свидетельствует об отсутствии достаточного защитного эффекта при использовании ингибиторов.

Наработка ГНО, отремонтированного по причине коррозии, составила 245 суток. За 2016 год по фонду скважин, оборудованных УШГН, выполнено 84 ремонта, в т.ч. 36 – преждевременных (43 % от общего числа ремонтов).

Основные причины преждевременных ремонтов:

засорение ШГН механическими примесями 8 %;

истирание НКТ штангами 8 %;

коррозия ГНО 8 %;

солеотложение 3 % (рисунок 11).



Рисунок 11 – Распределение действующих добывающих скважин ШГН по причинам ремонта

На основании информации из протоколов ПДК, по результатам лабораторного исследования проб отложений с деталей насосного оборудования, на всех скважинах, в составе отложений обнаружено засорение продуктами коррозии (оксиды, сульфиды и т.д.). На момент отказа все скважины были оборудованы защитными фильтрами.

Для защиты скважинного оборудования от коррозии на месторождении применяют комплексный ингибитор ХПКС-004(А). Обработки скважин через затрубное пространство проводятся 1 раз в месяц.

Способы предотвращения коррозии:

1. Предотвращение коррозии методом периодического дозирования ингибитора в скважину
2. Предотвращение коррозии методом постоянного дозирования через СУДР ингибитора коррозии в скважину
3. Предотвращению коррозии методом задавки ингибитора коррозии в пласт

Промысловые трубопроводы, находящиеся под коррозионным воздействием окружающей природной и технологической сред, подлежат защите от коррозии.

Химические методы защиты трубопровода предполагают использование специальных химических реагентов: ингибиторов коррозии, бактерицидов, поглотителей кислорода, нейтрализаторов сероводорода.

Для мониторинга коррозионной агрессивности среды и контроля эффективности ингибиторной защиты в системе ППД следует применять системы коррозионного мониторинга (СКМ). Коррозионный мониторинг промышленного трубопровода следует проводить для оценки его текущего состояния, своевременного обнаружения и классификации повреждений, предупреждения и принятия мер против процессов, вызывающих ухудшение технического состояния трубопровода.

Основными задачами коррозионного мониторинга являются:

- контроль состава и степени агрессивности транспортируемой среды, изучение причин и механизма процесса коррозии;
- контроль эффективности применяемых технологий и методов по защите от коррозии;
- обоснование методов и способов защиты трубопровода от коррозии при изменениях режимов и состава перекачиваемых продуктов;
- управление параметрами защиты в соответствии с требованиями проектной документации/технологического регламента/регламента по мониторингу коррозии;
- сбор и оценка текущих исходных данных и прогнозирование возможных коррозионных процессов;
- формирование банка данных коррозионного состояния промышленных трубопроводов.

Первоочередными объектами, подлежащими коррозионному мониторингу, являются:

- участки ПТ, на которых произошли аварии и инциденты из-за внутренней или внешней коррозии стенки трубопровода;
- участки ПТ с высокой и повышенной коррозионной опасностью, выявленные пропуском по трубопроводу ВИП или обнаруженные другими методами контроля;
- участки трубопровода, где отсутствовали по разным причинам постоянно или временно протекторная, или катодная защиты, либо не выдерживались требования по ГОСТ Р 51164-98 по величине минимального защитного потенциала в грунтах.

3 ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ НА СОВЕТСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

3.1 Совершенствование методов борьбы с коррозией трубопроводов

При высокой обводненности продукции скважин необходима ингибиторная и бактерицидная защита оборудования от коррозии, контроль скорости коррозии, контроль концентрации сероводорода, кислорода, и других агрессивных веществ.

На большинстве предприятий по добыче нефти мониторинг коррозии трубопроводов и оборудования практически ведется только в рамках работы с механизированным фондом скважин, а целевая работа по определению скорости коррозии, по определению динамики агрессивности добываемой жидкости, влияния ОПЗ и технологических обработок на интенсивность коррозионных процессов в скважине и системе сбора не ведется [9].

3.2.1 Применение неметаллических трубопроводов

К ним относятся, в первую очередь, стеклопластиковые трубы, выдерживающие высокие давления и нагрузки, имеющие большие сроки службы.

Стеклопластиковые трубы используются в различных отраслях промышленности. К ассортименту выпускаемых изделий относятся цилиндрические трубы с внутренним диаметром от 4 мм и наружным диаметром до 760 мм и более, с различной толщиной стенок и углом армирования волокна в зависимости от предъявляемых к изделию требований (рисунок 13).

Кроме цилиндрических труб, изготавливаются изделия неправильной формы (конических, квадратных, треугольных и т.д.) на базе тел вращения.

Длина выпускаемых изделий может достигать 4 метров (возможно соединение изделий м/у собой). При необходимости производится механическая обработка наружной поверхности.

Для прокладки трубопроводов системы водоснабжения и канализации используют преимущественно трубы из полиэтилена низкого давления (ПНД), высокого давления (ПВД) и из поливинилхлорида (ПВХ), причем для целей водоснабжения применяют полиэтиленовые трубы. При прокладке наружных водопроводов из ПНД и ПВД основным способом соединения труб является их сварка нагревательным инструментом встык. При устройстве самотечных трубопроводов канализации трубы из ПНД соединяются таким же способом.

Трубы из ПВХ соединяются в основном на клею (марки ГИПК-127) врасруб. Однако учитывая, что требуется тщательная очистка склеиваемых поверхностей и аккуратное нанесение клея, не допускаются деформации стыков, наблюдается воздействие клея на долговременную прочность ПВХ, а в процессе работ выделяются вредные вещества, в последнее время для соединения труб из ПВХ широко используются раструбные соединения, уплотняемые резиновыми манжетами различного профиля, а также кольца круглого сечения. В этом случае трубы выпускаются с раструбами, имеющими внутри кольцевые пазы. Для присоединения пластмассовых труб к металлическим применяются преимущественно фланцевые соединения[10].



Рисунок 13 - Стеклопластиковые трубы с муфтовыми соединениями

Применение стеклопластиковых труб в порядке опытно-промышленных испытаний на месторождениях Западной Сибири оправдало себя не только в экономическом плане, но и позволило значительно снизить число порывов трубопроводов, способствовало улучшению состояния охраны окружающей среды.



Рисунок 14 - Полиэтиленовые трубы с приваренными фланцами

Если по тем или иным причинам нельзя применять футерованные или неметаллические трубы, то применяют специальные сорта сталей, устойчивых против коррозии. Например, добавление в состав сталей от одного до

тринадцати процентов хрома придает данной легированной стали устойчивость против сероводородной коррозии[11].

Однако надо заметить, что нефтепромысловые сточные и пластовые воды содержат целый букет агрессивных веществ, поэтому даже приборы из нержавеющей сталей в системе закачки сточной воды в пласт быстро выходят из строя, а строительство трубопроводов из коррозионно-стойких сталей мероприятие очень дорогое. В связи с этим применение металлопластмассовых труб представляется более перспективным.

3.2.2 Применение анодного полимерного заземлителя

Технология относится к области электрохимической катодной защиты металлических стальных трубопроводов различного назначения от коррозии (патент №209467 U1, от 16.03.2022) [12].

Задача, решаемая заземлителем, заключается в улучшении эксплуатационной надежности анодного заземлителя полимерного в системе электрохимической защиты подземных металлических сооружений. Указанная задача решается тем, что анодный заземлитель полимерный, содержащий полимерный электрод, кабель, оболочку из электропроводящего полимерного композита, место соединения кабеля, изолированное от внешней среды герметизирующим элементом. Полимерный электрод выполнен на основе полимеров с низким электрическим сопротивлением и дополнен размещенным коаксиально вдоль центральной оси луженым гибким медным токопроводом. Токопровод выведен с двух концов полимерного электрода (рисунок 15).

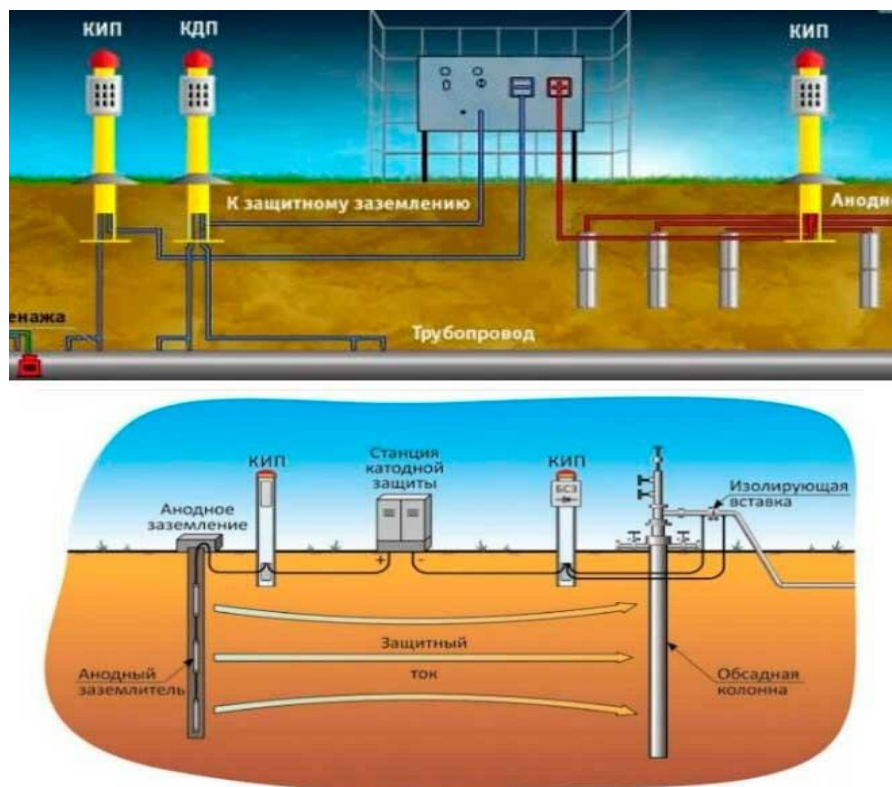


Рисунок 15 – Принцип работы анодного заземлителя

Соединение полимерного электрода с кабелем осуществлено посредством контактного узла, включающим в себя герметизирующий элемент и полиолефиновую термоусаживаемую муфту. Заземлитель помещен внутри футляра с ионообменными токопроводящими элементами. Футляр выполнен из полимерного композита, устойчивого к продуктам анодного растворения, и заполнен токопроводящим гелем, а с торцов закрыт заглушками с герметичными кабельными вводами.

Кроме того, электропроводящий полимерный композит оболочки выбран с низким удельным электрическим сопротивлением менее 1,0 Ом м, стойким к воздействию нефти и нефтепродуктов, продуктам анодного растворения, газов. В конструкции использован кабель марки КГН-ХЛ ЭХЗ-У. В данном техническом решении выбраны полиолефиновые термоусаживаемые муфты, устойчивые к ультрафиолетовому излучению и к агрессивным условиям окружающей среды. Технический результат достигается совокупностью всех указанных признаков [12].

Улучшение эксплуатационной надежности анодного заземлителя полимерного в системе электрохимической защиты подземных металлических сооружений реализуется за счет применения электродов с низким удельным электрическим сопротивлением, с экспоненциальным распространением защитного тока по всей поверхности рабочего элемента. Ремонтопригодность анодного заземлителя полимерного обеспечивается применением монтажного футляра с токопроводящим гелем.

На рисунке 16 представлен анодный заземлитель полимерный в разрезе. Анодный заземлитель полимерный содержит полимерный электрод 1, представляющий собой слой электропроводящего полимерного композита, токопровод 2, кабель 3, контактный узел 4, герметизирующий элемент 5, полиолефиновая термоусаживаемая муфта 6, кабельный наконечник 7, футляр 8, токопроводящий гель 9, торцевая заглушка 10, токопроводящий элемент 11, герметичный кабельный ввод 12.

Внутри слоя электропроводящего полимерного композита 1 вдоль центральной оси помещен луженный гибкий медный токопровод 2. Соединение полимерного электрода с кабелем 3 выполнено посредством контактного узла 4, заизолированного герметизирующим элементом 5 и термоусаживаемой муфтой 6. Заземлитель помещен внутрь футляра 8, с ионообменными токопроводящими элементами 11, заполненного токопроводящим гелем 9. Футляр, с торцов закрыт заглушками 10 с герметичными кабельными вводами 12. Свободные концы кабеля 3 опрессованы кабельными наконечниками 7. Отвод рабочих газов осуществляется через обратный клапан или гидрозатвор.

Электропроводящий полимерный композит оболочки выбран с низким удельным электрическим сопротивлением менее 1,0 Ом·м, стойким к воздействию нефти и нефтепродуктов, продуктам анодного растворения, газов.

В данной конструкции использован кабель марки КГН-ХЛ ЭХЗ-У. В предлагаемом решении выбраны полиолефиновые термоусаживаемые муфты 6,

устойчивые к ультрафиолетовому излучению и к агрессивным условиям окружающей среды.

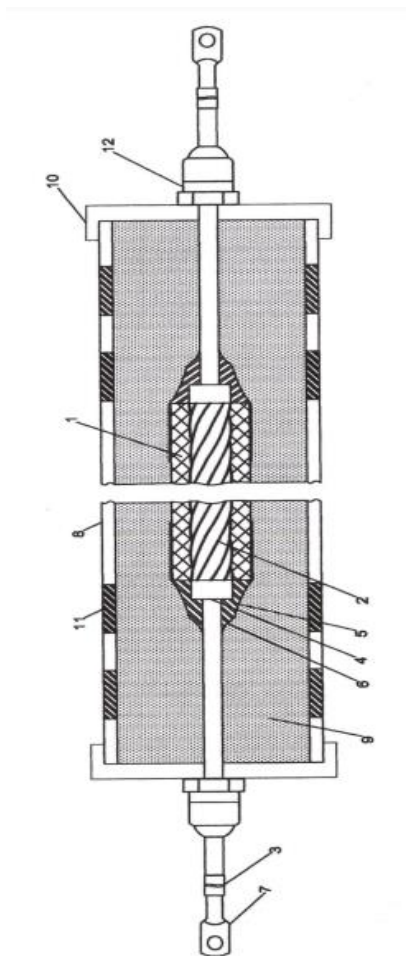


Рисунок 16 -Анодный заземлитель полимерный[12]

Возможно два типа исполнения: горизонтальный и вертикальный монтаж указанной конструкции. Исполнение как с горизонтальным монтажом конструкции так с вертикальным предполагает, что подготовленный полимерный электрод закрепляется на монтажном тросе и помещается внутрь футляра, выполненного из полимерного композита и заполняемого токопроводящим гелем.

Конструкция футляра предусматривает применение ионообменных токопроводящих элементов, обеспечивающих надежный и долгосрочный электролитический контакт электрода с защитным сооружением.

Использование предлагаемого технического решения позволит улучшить эксплуатационную надежность анодного заземлителя полимерного в системе

электрохимической защиты подземных металлических сооружений, а именно, повысит надежность и обеспечит ремонтпригодность анодного заземлителя полимерного, увеличивая срок его службы до 50 лет.

3.1.3 Обработка нефтяных трубопроводов от микробиологической коррозии биосоставом

Микробиологическая коррозия (МБК) - это повреждение инженерных материалов и систем переработки, вызываемое живыми организмами. Системы добычи, транспортировки и переработки нефти и газа особенно подвержены риску микробиологической коррозии (МБК), что может привести к коррозии металлического имущества и сопутствующим убыткам.

Существующие решения по устранению МБК в трубопроводах требуют высокой концентрации биоцидов для всех групп возбудителей/ дозировок, такая концентрация реакционноспособна/ опасна для окружающей среды. Кроме того, требуется непрерывное дозирование биоцида и последующее наблюдение, что требует высоких затрат. Микробы также развивают устойчивость к биоцидам. Смесь сырой нефти и биоцидов отрабатывается в процессе снижения МБК в трубопроводах. Поскольку для этого исследования не требуются никакие химикаты, оно экологически безопасно. В случае обработки на основе фагов, фаги используются против одной конкретной группы микробов, вызывающих МБК, что в результате не дает полного решения проблемы МБК ни на одном участке трубопровода. Фаговый коктейль, разработанный в этом исследовании, эффективен против всех групп микробов вызывающих МБК, присутствующих в любом трубопроводе.

Основной целью исследования (патент №2766503, от 15.03.2022) является обеспечение способа для снижения или устранения микробной коррозии (МБК) на необходимом участке, т.е. на металлической поверхности

оборудования для переработки, хранения, транспортировки нефти и природного газа.

Еще одной целью является исследования получения микробицидного состава для снижения активности или устранения биопленок на металлических поверхностях и, как следствие, снижение, ослабление или устранение МБК на внутренней поверхности нефтепроводов

Основными классами микробов, вызывающих биообрастание, являются сульфатредуцирующие бактерии (SRB), железокисляющие/ редуцирующие бактерии (IRB), микробы, секретирующие органические кислоты (APB), экзополимеры или слизиобразующие бактерии (SPB), метаноген, нитратоснижающие бактерии, бактерии с низкими потребностями питательных веществ и т. д. Эти организмы, в большинстве случаев, сосуществуют в природных биопленках, часто образующих синергетические сообщества, которые могут оказывать влияние на электрохимические процессы посредством совместного метаболизма, как правило, не характерного для индивидуальных организмов[13].

Коррозия, вызываемая микробами, приводит к появлению точечной коррозии на металлической поверхности и вызывает обширные повреждения оборудования для добычи, хранения и транспортировки нефти и газа. Трубопроводные системы, днища резервуаров и другие части нефтедобывающего оборудования могут быстро выйти из строя в случае появления участков с микробной коррозией. Если поврежденный участок находится на стенке трубопровода или на дне резервуара для хранения нефти, то утечка нефти может нанести серьезный урон окружающей среде (рисунок 17).



Рисунок 17 - Развитие микробиологической коррозии в трубопроводе

Были описаны различные стратегии для борьбы с МБК, включая использование коррозионностойких металлов, контроль температурного режима, регулирование уровня pH, радиацию, фильтрацию, защитные покрытия с ингибиторами коррозии или другие химические методы контроля, т.е. биоциды, бактериологический контроль, т.е. фаги, конкурентная микрофлора, внутренняя очистка трубопроводов скребком (т.е. механическое удаление отложений и продуктов коррозии), анодная и катодная защита, а также модуляция уровня питательных веществ и т.д. Однако эти способы, как правило, требуют высоких затрат, но при этом недостаточно эффективны, действуют непродолжительное время или требуют многократного повторения.

Механическая очистка скребком в сочетании с дозированным введением биоцидов является наиболее часто используемым подходом для контроля над МБК в трубопроводах, используемых для транспортировки нефти и газа. С помощью скребка с поверхности труб удаляются отложения и биопленка, но обработка биоцидами менее эффективна из-за их плохой проницаемости, что требует частого дозированного введения биоцидов или непрерывной обработки в течение заданного времени. Обычно биоциды дозируются в высокой концентрации и поэтому обладают высокой реакционной способностью, нанося ущерб окружающей среде. Растворимость биоцида в масляной фазе также является проблемой. Таким образом, существует острая необходимость в разработке способа и состава, которые позволят не только преодолеть

недостатки существующих составов и способов, но и обеспечивали бы эффективное решение проблемы снижения и/или ослабления МБК в трубопроводах (рисунок 18).

Для изучения активности микробов, вызывающих МБК, было собрано 500 грамм образца шлама, и проведено его инокулирование в среде, имеющей следующий состав (г/л): KH_2PO_4 - 0.5; NH_4Cl - 1; Na_2SO_4 - 0.1; $\text{CaCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ - 1; $\text{MgCl}_2 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ - 2, лактат натрия - 3.5; дрожжевой экстракт - 1; аскорбиновая кислота - 0.2; тиогликолевая кислота - 0.2 и сульфат железа - 0.5 гм. Через 72 часа было зафиксировано общее количество микробов и добавлен биоцид на основе фагов[13].

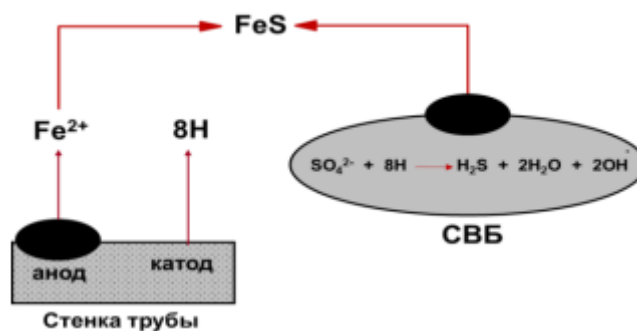


Рисунок 18 - Сульфатредуцирующие бактерии

Через 24 часа брали пробу, центрифугировали при скорости 10 000 об/мин и анализировали на количество микробов. В Таблице 3 приводится количество микробов перед добавлением и после добавления микробицидного состава на основе фагов. Как видно из таблицы 2 ниже, при использовании отдельных компонентов микробицидного состава на основе фагов значительного сокращения МБК не наблюдалось. Однако после добавления состава со всеми компонентами наблюдалось полное устранение МБК. Это свидетельствует о том, что все компоненты микробицидного состава на основе фагов работают синергитически для эффективного снижения МБК

Таблица 3 - Количество микробов перед добавлением и после добавления микробицидного состава на основе фагов

8. № п/п	Тип бактерии	Количество микробов (КОЕ/г)							
		Перед добавлением состава	После добавления состава						
			Контроль	Магнитная наночастица (А)	Наночасти палигнина (В)	Бактериофаги (С)	А+С	А+В	В+С
1.	SRB	6.9×10^7	7.2×10^7	2.2×10^4	2.2×10^2	2.28×10^2	2.9×10^7	Ноль	Ноль
2.	IRB	7.2×10^8	4.6×10^8	2.2×10^4	8.3×10^2	5.6×10^2	2.0×10^4	Ноль	Ноль
3.	НAB	4.2×10^{11}	2.3×10^{11}	1.2×10^5	1.4×10^4	1.2×10^4	3.2×10^5	Ноль	Ноль
4.	SFB	2.8×10^7	4.8×10^7	5.5×10^4	3.5×10^5	6.2×10^5	2.5×10^4	Ноль	Ноль
5.	APB	4.5×10^4	6.3×10^4	4.3×10^5	5.3×10^2	4.1×10^2	2.3×10^5	Ноль	Ноль

Ингибирование МБК фагами, выделенными с использованием описанного Способа в сравнении с традиционным Способом, показано в таблице 4 ниже[13].

Таблица 4 - Ингибирование МБК выделенными фагами с использованием текущего Способа

Условия для выделения фагов/ Условия испытания	Ингибирование МБК фагами (милов в год)	Количество микробов (КОЕ/мл)
Описанный Способ	0.53 милов в год	Ноль
Традиционный Способ	4.56 милов в год	2.3×10^4
Контроль	7.4 милов в год	$\times 10^{12}$

Антикоррозийная эффективность фагового коктейля оценивалась в присутствии и отсутствии шлама из трубопровода с микробиологической коррозией (МБК), а также в осложненных статических и динамических лабораторных условиях. Пластины из низкоуглеродистой стали полировали и промывали водой и ацетоном. Определялись диаметр и толщина каждой пластины. Статическое испытание проводилось в мензурках, а динамическое испытание проводилось с помощью динамического «Испытания на обкатном станке».

Антикоррозийная эффективность фагового коктейля сначала оценивалась посредством статического испытания, а затем - динамического

испытания. Статическое испытание проводилось в течение примерно 60 дней, а динамическое - в течение 30 дней.

Эксперименты были завершены после удаления пластин, они были промыты нейтрализованной кислотой для удаления продуктов коррозии, ополоснуты стерильной дистиллированной водой, а затем высушены. Был зафиксирован конечный вес пластин в каждой системе, а скорость коррозии металлических пластин рассчитывалась по следующей формуле:

$$\text{Степень коррозии} = (K \times W) / (A \times T \times D) \quad (1)$$

где $K = 3450000$ (константа, используемая для определения скорости коррозии в милах в год (м/год)); T = время воздействия (ч); W = потеря в весе (г); D = плотность (г/см³); A = площадь поверхности (см²).

При проведении испытаний на обкатном станке, пластина, о которой говорилось выше, содержалась в разных условиях, в частности, в присутствии только образца шлама или в присутствии образца шлама и фагового коктейля. Результаты испытаний на обкатном станке, полученные через 45 дней, приведены в Таблице 5 ниже[13].

Таблица 5 - Степень коррозии (милов в год) по результатам испытаний на обкатном станке через 45 дней

№ п/п	Условие испытания	Степень коррозии (милов в год)
1	A*	6.4
2	A* + шлам	8.2
3	A* + шлам + фаговый коктейль	0.7

Таким образом, состав, заявленный как настоящее исследование, эффективен для ингибирования коррозии интенсивностью 0.7 милов в год, и обеспечивает защиту от коррозии.

3.2 Совершенствование методов и способов борьбы с коррозией скважинного оборудования

Работа по защите от коррозии нефтепромышленного оборудования на месторождениях должна организоваться комплексно и по всей технологической цепочке - начиная от забоя добывающей скважины включая выкидные линии, ГЗУ, нефтесборную систему, ДНС, напорные трубопроводы, УПН, КНС, нагнетательные трубопроводы и кончая забоем нагнетательной скважины.

Схема реализации проекта борьбы с коррозией на Советском месторождении нефти показана на рис.19. В данной схеме показана ингибиторная и бактерицидная защита оборудования от коррозии, контроль скорости коррозии, контроль концентрации сероводорода, кислорода, реагентов, СВБ[14].

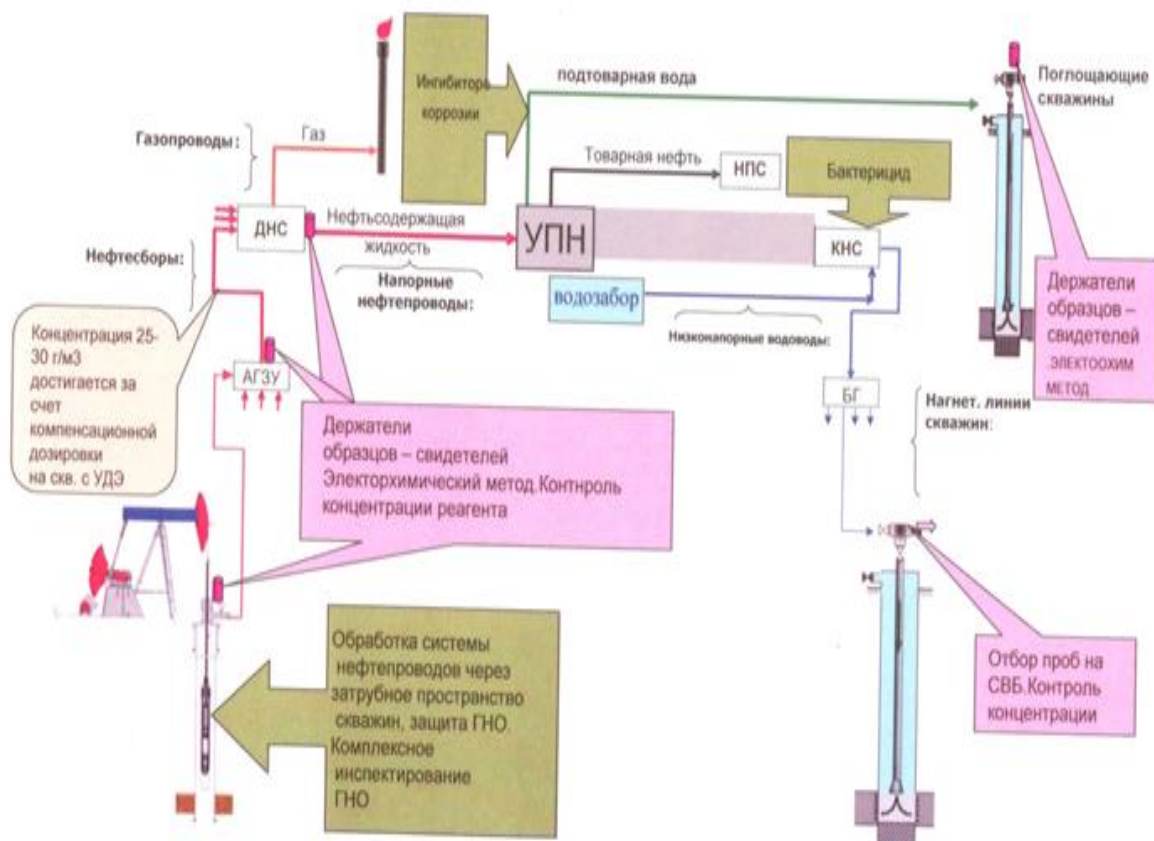


Рисунок 19 - Схема реализации проекта борьбы с коррозией на месторождении

В настоящее время основной метод борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования - это химический метод, т. е. подача в скважину и систему сбора ингибиторов коррозии и бактерицидов.

Дозировочные насосы с приводом от станка – качалки более ста единиц были закуплены и применялись на Советском месторождении. Однако из-за ряда конструктивных недостатков и ненадежности эти насосы были изъяты из эксплуатации.

3.2.1 Применение НКТ с внутренней футеровкой и легированных НКТ

Как было отмечено выше, ежегодно в предприятиях добычи нефти бракуются сотни километров НКТ и штанг из-за коррозии. В сильноагрессивных средах- (высокообводненные добывающие скважины и нагнетательные скважины сточных вод) при неэффективной подаче или при отсутствии подачи ингибитора даже новые НКТ приходят в негодность в течение 6-8 месяцев из-за выхода из строя резьбовой части (рис.20) или появления сквозных отверстий питинговой коррозии в теле НКТ. Это особенно опасно при эксплуатации УЭЦН из-за возможности полета УЭЦН с осложнениями при подъеме из-за образования сальника из кабеля.

Применение ингибиторов значительно продлевают срок службы НКТ, однако полностью не решают проблему[15].



Рисунок 20 - Разрушение НКТ

Особые, защитные от коррозии свойства нержавеющей стали, а также другие свойства, такие как пластичность, прочность, жаростойкость, обеспечивают специальные добавки – легирующие элементы. Основным легирующим элементом, обеспечивающим коррозионную стойкость металла, является хром. Чистый хром обладает высокой химической стойкостью, благодаря образованию на его поверхности защитной окисной плёнки. При добавлении хрома в сталь, он образует с железом твёрдые растворы, и увеличивает его коррозионную стойкость. Для снижения коррозионной активности НКТ хрома должно быть в составе стали более одного процента, а для полной защиты от углекислотной и сероводородной коррозии содержание хрома в составе стали должно быть 13% [16].

Легированные стали весьма дороги, поэтому НКТ из легированных сталей применяется редко и только при технико-экономической целесообразности.

Для увеличения МРП скважин, снижения аварийности и объёмов списания НКТ из-за коррозии предлагается на скважинах, оборудованных УЭЦН, применять футерованные внутри эпоксидной смолой или эмалью НКТ (рисунок 21).



Рисунок 21 - Внутреннее покрытие труб эпоксидной смолой

Преимущества:

- В сильноагрессивных средах при эксплуатации УЭЦН срок службы НКТ увеличивается в 4-5 раз
 - Не меняются прочностные характеристики трубы
 - Применяется стандартное оборудование для СПО.
 - Не снижаются скорости СПО
 - Допускаются горячие и термохимические обработки скважин.
 - Относительно недорогая стоимость НКТ с внутренним покрытием:
 - стоимость повышается в 1.5 раза по сравнению с простыми НКТ, а срок службы повышается в 4-5 раз
- НКТ с внутренним покрытием эпоксидной смолой идентичны по свойствам с НКТ, футерованных эмалью, только температурные напряжения эмаль выдерживает гораздо лучше, чем эпоксидная смола[17].

3.2.2 Применение протекторной защиты скважинного оборудования от коррозии

Протекторная защита внутрискважинного оборудования от коррозии может применяться индивидуально или в составе комплексной защиты скважинного оборудования от коррозии в сильноагрессивных средах.

Принцип такой защиты основан на том, что как только поляризация катодных участков внешним током достигает потенциала анода, на всей поверхности металла устанавливается одинаковый потенциал и локальный ток больше не протекает, т.е. пока к металлу приложен внешний ток, он не может корродировать.

На трубопроводах метод катодной защиты предполагает использование гальванической связи защищаемого металла со вспомогательным анодом.

Протекторная защита внутрискважинного оборудования исключает металлическую связь расходомера с защищаемым оборудованием, что позволяет оптимизировать плотность тока по более значительной площади

защищаемой поверхности и стимулировать в результате протекающих электрохимических реакций образование пассивирующих покрытий на поверхности металла НКТ в процессе самой защиты[18].

Предполагается, что нейтрализатор коррозионного процесса может стать также встречный процесс - образование твердой гладкой пассивирующей пленки магнетита на поверхности НКТ в процессе протекторной защиты.

На рисунке 22 показана схема применения протектора для СШНУ, изготовленного из сплава МА-50. (95% магний, 5%-алюминий).

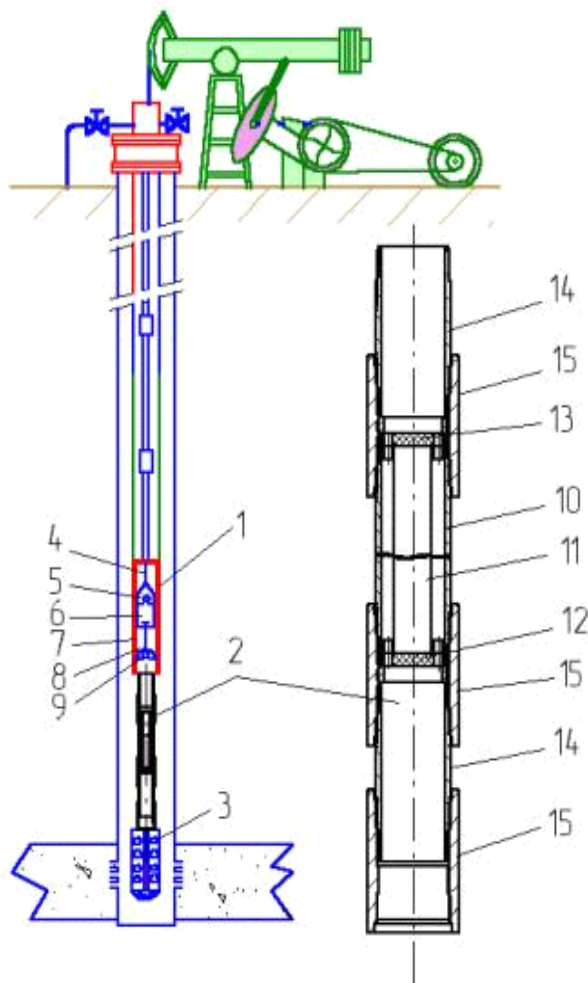


Рисунок 22 - Схема применения протектора из магниевых сплавов на хвостовике СШНУ

По такой схеме были испытаны магниевые протекторы на четырех СШНУ и на одном УЭЦН X месторождения.

Эти работы однозначного высокого защитного эффекта по ряду причин не показали, в связи с чем такие технологии до сих пор находятся в стадии эксперимента.

3.2.3 Применение стеклопластиковых труб НКТ

Стеклопластиковая труба используется при добыче нефти, газа и газоконденсата в качестве внутрискважинных НКТ с установками ЭЦН, ШГН, ЭВН, газлифта и в системе ППД, а также обсадных труб и линейного трубопровода от скважин до пункта сбора, от высокого до низкого давления (рисунок 23) [19].

Технологическая линия для производства труб методом непрерывной намотки характеризуется высокой производительностью: средняя мощность производства - 170 км/год труб - это 15 тысяч тонн. Номинальный диаметр этих труб - 800 миллиметров, с номинальной жесткостью 500.

Высокий интерес нефтедобывающих компаний к стеклопластиковым трубам обусловлен их особенными техническими характеристиками.



Рисунок 23 - Стеклопластиковые трубы НКТ

В таблице 6 представлено сравнение физических и эксплуатационных свойств стальных и стеклопластиковых труб.

Таблица 6 – Сравнение физических и эксплуатационных свойств стальных и стеклопластиковых труб

Показатель	Трубы	
	стальные	стеклопластиковые
Внутренний диаметр, мм	62	63
Наружный диаметр (диаметр муфты), мм	73 (89)	73 (94)
Масса 1 м, кг	9,5	3,1
Плотность материала, кг/м ³	7800	1900
Коэффициент шероховатости, мм	0,03	0,0015
Разрушающая осевая растягивающая нагрузка, кН	278	144-427
Число спускоподъемных операций	10	10
Теплопроводность, кДж/ (м ч °С)	197	2,1
Срок службы, число лет	1-10	20

Стеклопластиковые трубы универсальны, инертны к большинству агрессивных и высокоминерализованных сред, обладают высокой прочностью, работают при высоких давлениях и температурах. ООО НПП «Завод стеклопластиковых труб» применяет технологию, позволяющую изготавливать высокоэффективные стеклопластиковые насосно-компрессорные и обсадные трубы, преимуществами, которых является:

- Отсутствие внутренней и наружной коррозии (материал труб инертен к кислотам, солям, щелочам, сероводород и кислородсодержащим соединениям);
- Низкое гидравлическое сопротивление, за счет гладкой внутренней поверхности;
- Трубы не подвержены отложениям парафинов, солей и твердых осадков;
- Небольшая масса изделия, обеспечивающая его высокую прочность, (в среднем масса изделий из стеклопластика в 4 раз меньше массы таких же изделий из металла).

Перечисленные преимущества определили перспективы внедрения и промышленного применения данного оборудования на месторождениях НК «Роснефть» [20].

Как известно, на фонде ППД стеклопластиковые трубы эксплуатируются уже более 6 лет на многих предприятиях НК «Роснефть» но именно на добывающем фонде скважин ПАО «Удмуртнефть» впервые в 2014 г. были применены стеклопластиковые НКТ на скважинах, оборудованных электроцентробежными насосами. В настоящее время уже порядка 120 скважин оснащено стеклопластиковыми трубами, из них 46 % приходится на добывающий фонд, 15% на поглощающие скважины и 39 % на нагнетательные.

Использование СПНКТ позволило существенно увеличить наработку добывающих скважин в 2 и более раз, что наглядно представлено в таблице 7.

Как видно из таблицы, коррозионностойкое оборудование было внедрено на скважинах с высокой агрессивностью добываемой среды, низкой наработкой и повышенным количеством отказов, связанных с коррозией НКТ. Однако, для некоторых скважин, как например, скв. № 8 X месторождения, после внедрения СПНКТ отмечаются отказы по коррозии ГНО. В подобных случаях необходимо использование комплексного подхода, сочетающего антикоррозионное оборудование и применение ингибитора коррозии для защиты металлического ГНО скважины. Данный подход активно применяется в НК «Роснефть».

Таблица 7 – Нарботка скважин и отказ, до и после и внедрения СПНКТ

№ск в.	Число отказов		Дата внедрен ия СПНКТ	Нарботка скважины, сут		Нарботка, сут		Содержание в среде	
	обще е	по НКТ		до внедрен ия	текущая после внедрен ия	стальн ых НКТ до внедрен ия	СПНК Т	H ₂ S, мг/дм ³	СВВ, клеток/с м ³
1	4	3	08/2014	245	1160	245	1217	87	10
2	10	2	07/2017	93	872	93	872	83	0
3	3	3	10/2017	190	425	190	425	82	0
4	6	2	11/2014	264	1112	269	1112	118	10 ⁵
5	6	2	03/2016	101	126	616	958	66	10
6	7	3	06/2017	186	544	186	544	70	10 ⁵
7	23	9	05/2017	15	583	164	583	92	10 ³

8	5	2	10/2017	87	109	87	408	95	0
---	---	---	---------	----	-----	----	-----	----	---

СПТ могут использоваться в качестве НКТ в добывающих скважинах с СШНУ и УЭЦН, а также в поглощающих скважинах с пакерами ПРО-ЯМО 3-Н и М1Х, в том числе для ремонта негерметичных стальных ЭК от забоя до устья поглощающих скважин. Такой ремонт обычно проводится при множественных нарушениях ЭК, которые не подлежат ремонту традиционными методами.

При использовании СПТ в качестве обсадной трубы, пробуренные скважины обсаживаются от устья до забоя стеклопластиком, для скважин системы заводнения, или системы добычи с вставными насосами. При этом эксплуатация ведется по обсадной колонне без НКТ.

Внедрение СП НКТ на залежах №301-303 НГДУ «Лениногорскнефть» началось в 2013 году. По состоянию на апрель 2019 года СП НКТ были оборудованы 256 скважин. Активное внедрение данных НКТ на осложненном фонде позволило сократить количество отказов в целом и количество отказов НКТ по причине коррозии (рисунок 24) [21].

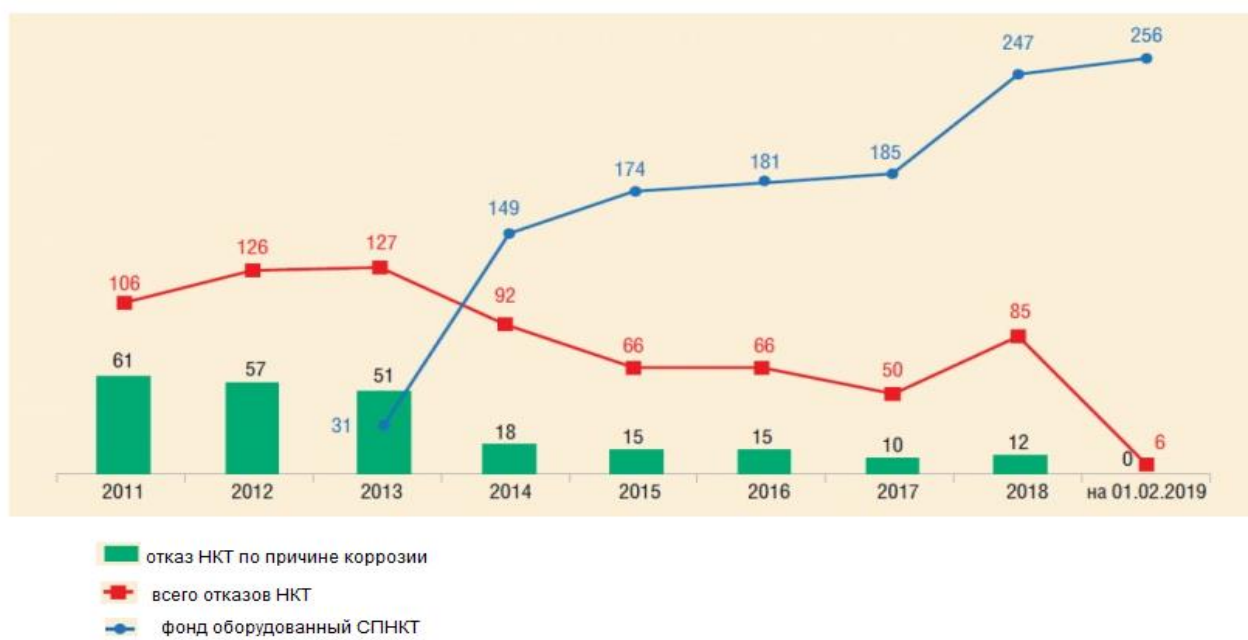


Рисунок 24 - Динамика фонда скважин, оборудованных СПНКТ В НГДУ «Лениногорскнефть»

Стеклопластиковое оборудование имеет инновационную ценность, и благодаря своим уникальным свойствам и рекомендуется внедряться на скважинах системы ППД и добывающего фонда Советского месторождения, перекачивающих коррозионно-агрессивную нефтепромысловую жидкость.

Благодаря своим свойствам, СПНКТ имеют ряд существенных преимуществ над стальными НКТ:

- Инертность к коррозионно-агрессивным компонентам (кислоты, соли, щелочи, сероводород и кислородсодержащие соединения), следовательно, отсутствие процессов коррозии, что препятствует засорению нефтепромыслового оборудования и призабойной зоны пласта продуктами коррозии в виде сульфида железа;

- Небольшая масса стеклопластика (в 4 раза меньше стали);

- Гладкая поверхность стеклопластиковых труб препятствует созданию центров кристаллизации соле- и парафиноотложений, соответственно уменьшается риск их образования, что в свою очередь положительно сказывается на снижении гидравлического сопротивления восходящему потоку жидкости;

- Отсутствие пластической деформации и высокие прочностные характеристики стеклопластика;

- Низкий коэффициент тепло- и электропроводности;

- Срок службы СПНКТ более чем в 2 раза больше стальных НКТ.

Предложения по совершенствованию и оптимизации методов борьбы с коррозией по способам эксплуатации скважин:

а) Улучшение организации управления защитой от коррозии скважинного оборудования (рисунок 25).

В связи с тем, что в предприятиях ряд направлений работ по борьбе с коррозией не охвачены мониторингом или обезличена ответственность подразделений (например, за скважинное оборудование и оборудование УПН), предлагается:

- Создать в предприятиях специальные подразделения научно-технического характера для ведения мониторинга коррозионных процессов.
- Систематически обучать и повышать квалификацию ИТР, занимающихся вопросами по борьбе с коррозией, в специализированных институтах с привлечением специалистов мирового уровня.
- Проводить тематические семинары и совещания по данному вопросу.
- Рассмотреть вопросы моральной и материальной мотивации работников за успехи в работе по снижению ущерба от коррозии.



Рисунок 25 - Организация управления защитой от коррозии скважинного оборудования

Б) Оптимизация методов борьбы с коррозией при эксплуатации СШНУ (рисунок 26).

Как совершенствование и оптимизация сегодняшнего уровня защиты скважинного оборудования от коррозии можно предложить следующее.

- Применение деэмульсаторов в скважинах надо производить одновременно с совместимыми ингибиторами коррозии.
- При глушении скважин в солевой раствор добавлять ингибитор коррозии и поглотитель сероводорода в регламентированных объемах.

- Применять стеклопластиковые хвостовики и фильтры ШГН.
- В сильноагрессивных, высокообводненных скважинах применять протекторную защиту.
- В скважинах с обводненностью более 80% применять стеклопластиковые насосные штанги.



Рисунок 26 - Организация управления защитой от коррозии скважинного оборудования

В) Оптимизация методов борьбы с коррозией при эксплуатации УЭЦН (рисунок 27).

- Глушение скважин выполнять с добавкой в жидкость глушения ингибитора коррозии и поглотителя сероводорода.
- Ингибиторы солейложений применять только с добавкой совместимых ингибиторов коррозии.
- Применение деэмульсаторов в скважинах производить совместно с ингибиторами-бактерицидами.

- В скважинах с обводненностью продукции 70% и выше применять НКТ с внутренней футеровкой соответствующими эпоксидными смолами или эмалью или применять стеклопластиковые НКТ.

- В высокообводненных скважинах с содержанием сероводорода в попутнодобываемой воде более 50мг/литр применять ПЭД коррозионностойкого исполнения.

- В высокообводненных и сильноагрессивных скважинах применять протекторную защиту ПЭД и оборудования.

- По результатам мониторинга периодически производить бактерицидную обработку скважин, оборудованных УЭЦН.

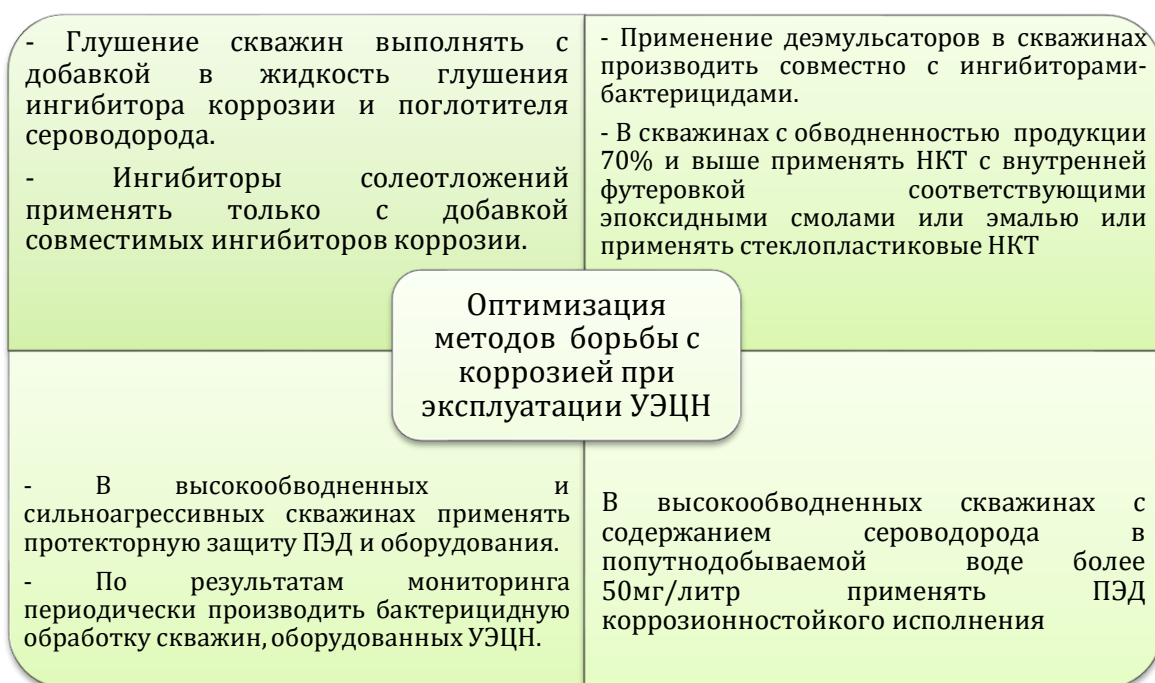


Рисунок 27 - Организация управления защитой от коррозии скважинного оборудования

Д) Оборудование нагнетательных скважин и эксплуатационные колонны скважин.

- Дозировка в сточную воду на КНС ингибиторов коррозии - бактерицидов согласно обоснованных регламентов.

- Применение НКТ с внутренней футеровкой.

- Применение стеклопластиковых НКТ.

- Заполнение надпакерного затрубного пространства скважинным защитным составом[14].

Таким образом, на основании вышеизложенного предприятия по добыче нефти должны разрабатывать и применять данные мероприятия по совершенствованию и оптимизации методов борьбы с коррозией по способам эксплуатации скважин на данном месторождении.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В1	

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазовое дело
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Бюджет проекта – затраты на одно мероприятие смены НКТ составляет 2008924,53 рублей</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Общий налоговый режим Отчисления во внебюджетные фонды (31%)</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Обоснование перспективности смены НКТ на новые стеклопластиковые трубы</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Составление плана проекта смены НКТ с учетом необходимых эксплуатационных затрат. Расчет бюджета по стоимости смены НКТ</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

График реализации проекта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1			

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Технико-экономическое обоснование проекта

Низкие показатели наработки на отказ НКТ в добывающих и нагнетательных скважинах приводят к многократному увеличению себестоимости процесса добычи. Использование новых стеклопластиковых труб НКТ (СПНКТ) является самым достойным решением данной проблемы, позволяющим обеспечить защиту колонны НКТ по всей длине.

Использование стеклопластиковых труб позволяет не только оптимизировать прямые и косвенные затраты, возникающие в результате их коррозии, но и снизить шероховатость внутренней поверхности в 10 раз. Столь существенное снижение шероховатости обеспечивает улучшение гидравлических характеристик потока в нефтедобывающих скважинах и, как следствие, может способствовать увеличению дебита скважин на 13 % при неизменном забойном давлении, не говоря, уже об экономии на бригадах ПРС.

Целью данного раздела является расчет экономической эффективности после смены базовой НКТ 73x5,5 на новые стеклопластиковые трубы 73X5,5мм на скважине осложненной коррозионным износом.

Благодаря своим свойствам, конкурентной стоимости и удобству монтажа стеклопластиковые трубы (СПТ) широко применяются в нефтяной промышленности в составе нефте- и продуктопроводов, в качестве насосно-компрессорных труб (НКТ) и обсадных труб в добывающих скважинах, а также в скважинах системы поддержания пластового давления (ППД).

Эффективность применения СПТ была доказана в ходе их испытаний и внедрения. Так, внедрение стеклопластиковых (СП) НКТ на скважинах осложненного фонда ПАО «Роснефть» позволило сократить количество отказов

НКТ и повысить надежность работы оборудования. В таблице 8 показано сравнение свойств стальных и стеклопластиковых труб.

Таблица 8 – Сравнение физических и эксплуатационных свойств стальных и стеклопластиковых труб

Показатель	Трубы	
	стальные	стеклопластиковые
Внутренний диаметр, мм	62	63
Наружный диаметр (диаметр муфты), мм	73 (89)	73 (94)
Масса 1 м, кг	9,5	3,1
Плотность материала, кг/м ³	7800	1900
Коэффициент шероховатости, мм	0,03	0,0015
Число спускоподъемных операций	10	10
Теплопроводность, кДж/(м ч оС)	197	2,1
Срок службы, число ле	1-10	20
Добыча нефти, т/ год	3565	4544

Из таблицы можно отметить увеличение дебита за год на 979 тн. Из за потерь на простой скважины в ремонте по причине смены НКТ из-за отсутствия герметичности колонны (последствия воздействия коррозионного износа).

Стеклопластиковые трубы универсальны, инертны к большинству агрессивных и высокоминерализованных сред, обладают высокой прочностью, работают при высоких давлениях и температурах. ООО НПП «Завод стеклопластиковых труб» применяет технологию, позволяющую изготавливать высокоэффективные стеклопластиковые насосно-компрессорные и обсадные трубы, преимуществами, которых является:

- Отсутствие внутренней и наружной коррозии (материал труб инертен к кислотам, солям, щелочам, сероводород и кислородсодержащим соединениям);
- Низкое гидравлическое сопротивление, за счет гладкой внутренней поверхности;

- Трубы не подвержены отложениям парафинов, солей и твердых осадков;
- Небольшая масса изделия, обеспечивающая его высокую прочность, (в среднем масса изделий из стеклопластика в 4 раз меньше массы таких же изделий из металла).

4.2 Предпроектный анализ

4.2.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка.

Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга). Можно применять географический, демографический, поведенческий и иные критерии сегментирования рынка потребителей, возможно применение их комбинаций с использованием таких характеристик, как возраст, пол, национальность, образование, любимые занятия, стиль жизни, социальная принадлежность, профессия, уровень дохода.

В работе предложено применение стеклопластиковых НКТ (СПНКТ). Стеклопластиковое оборудование имеет инновационную ценность и рекомендуется их внедрение на скважинах системы ППД и добывающего фонда Советского месторождения, выявлено, что основным рынком для данной разработки являются крупные нефтяные и газовые компании (таблица 9).

Таблица 9 – Карта сегментирования рынка услуг по применению НКТ

		Вид НКТ	
		Стеклопластиковые НКТ	Стальные НКТ
Размер компании	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		

 - Томскнефть  - Башнефть  - Удмуртнефть

Из таблицы 9 видно, что стеклопластиковые НКТ нашли широкие применения в крупных компаниях, благодаря своим уникальным свойствам.

4.2.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Анализ конкурентных технологических решений необходимо производить с использованием оценочной карты. Построим оценочную карту для возможных способов борьбы с коррозией с применением новых стеклопластиковых НКТ(СПНК).

На оборудованных стеклопластиковыми НКТ скважинах проводятся исследования герметичности эксплуатационных колонн без подъема НКТ, так как стеклопластик не является экранирующим материалом.

Из многолетнего опыта эксплуатации стеклопластиковых насосно-компрессорных труб нефтяными компаниями и актов различных лабораторных испытаний были отмечены следующие положительные моменты:

- На оборудованных стеклопластиковыми НКТ скважинах проводятся исследования герметичности эксплуатационных колонн без подъема НКТ, т.к. стеклопластик не является экранирующим материалом;
- Долговечность СПНКТ из-за отсутствия коррозионного износа, возможность длительной эксплуатации без извлечения для ревизии;
- Инертность к перекачиваемой среде;

- Исключается возможность ухудшения коллекторских свойств призабойной зоны пласта продуктами коррозии НКТ, засорения зумпфы скважины;

- Возможность работы с эксплуатационными пакерами вследствие высокой герметичности резьб стеклопластиковых НКТ;

- На стеклопластиковые НКТ, отложение асфальтеносмолопарафинистых веществ идет менее эффективно, чем на стальные НКТ и на НКТ со стеклоэмалевым покрытием

В данном разделе рассмотрим два варианта исполнения, которые наиболее часто применяются в настоящее время:

Вариант №1 – стеклопластиковые труб НКТ;

Вариант №2 – стальные НКТ(базовые).

В данном проекте применен вариант 1 (СПНКТ). Необходимо определить его преимущество по сравнению с вариантом 2.

Результаты экспертной оценки представлены в таблице 10.

Таблица 10 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентность	
		Бк1	Бк2	Кк1	Кк2
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1. Надежность	0,2	4	5	1	0,8
2.Безопасность обслуживания	0,2	5	5	0,8	1
3. Удобство эксплуатации	0,1	4	4	0,4	0,6
4. Простота монтажа	0,05	4	4	0,2	0,2
Экономические критерии оценки эффективности					
1. Стоимость оборудования	0,1	5	4	0,5	0,4
2. Затраты на установку	0,05	5	3	0,25	0,15
3. Затраты на обслуживание и ремонт	0,07	5	4	0,35	0,28
5. Сроки эксплуатации	0,15	4	4	0,6	0,6
Итого	1	40	37	4,42	4,35

Как видно из результатов оценки конкурентноспособности двух вариантов наиболее ресурсоэффективным является вариант №1 СПНКТ).

Основной недостаток варианта №2 – низкая надежность. В данном случае, на предприятии применение схемы варианта №1 достаточно, так как она обеспечивает высокую надежность и простоту в обслуживании. По результату анализа конкурентных технических решений вариант, примененный в настоящем проекте оправдывает свое применение.

4.2.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ является инструментом стратегического менеджмента. Представляет собой комплексное исследование технического проекта. Поскольку SWOT-анализ в общем виде не содержит экономических категорий, его можно применять к любым организациям, отдельным людям и странам для построения стратегий в самых различных областях деятельности. Применительно к проектируемой схеме, SWOT-анализ позволит оценить сильные и слабые стороны проекта, а также его возможности и угрозы. Для проведения SWOT-анализ составляется матрица SWOT, в которую записываются слабые и сильные стороны проекта, а также возможности и угрозы.

Анализ проводится в несколько этапов:

-Описание сильных и слабых сторон проекта, выявление возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

-Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательской работы внешним условиям окружающей среды, это должно помочь выявить степень необходимости стратегических изменений. В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта.

-В рамках третьего этапа строится итоговая матрица SWOT-анализа.

Описание сильных и слабых сторон проекта, выявление возможностей и угроз в таблице 11.

Таблица 11 – Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта: С1. Высокая надежность С2. Экологичность технологии. С3. Повышенная безопасность С4. Уменьшение затрат на ремонт оборудования.	Слабые стороны проекта: Сл1. Трудоемкость монтажа оборудования Сл2. Необходимость дополнительных комплектующих. Сл3. Требуется квалифицированный обслуживания
Возможности: В1. Заинтересованность крупных компаний. В2. Появление дополнительного спроса на новый продукт В3. Снижение потерь на транспортировку В4. Уменьшение аварийных ситуаций		
Угрозы: У1. Появление на рынке более эффективных схем. У2. Катастрофы природного и техногенного характера. У3. Развитая конкуренция поставщиков У4. Введения дополнительных государственных требований к стандартизации и сертификации ингибиторов		

Построили интерактивную матрицу проекта, представленную в таблице 12. В случае наблюдения сильного соответствия сильных или слабых сторон возможностям или угрозам фактор поместили знаком плюс. Знаком минус при слабом соответствии. Если же существовали сомнения в выборе знака, то ставили «0».

Таблица 12 - интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта				
Возможности проекта	С1	С2	С3	С4
В1	+	+	+	+
В2	-	+	0	0
В3	+	+	0	+
В4	+	-	+	-
Сильные стороны проекта				
Угрозы проекта	С1	С2	С3	С4
У1	-	-	-	-
У2	+	+	0	+
У3	-	-	-	-
У4	-	-	-	-
Слабые стороны проекта				
Возможности проекта	Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
В1	+	0	-	-
В2	-	-	-	-
В3	0	+	-	-
В4	-	-	-	-
Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта	Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
У1	-	-	-	+
У2	-	-	0	+
У3	-	-	-	-
У4	+	+	-	+

При составлении матрицы SWOT удобно использовать следующие обозначения: С – сильные стороны проекта; Сл – слабые стороны проекта; В – возможности, У– угрозы. Матрица SWOT приведена в таблице 13.

Таблица 13 - Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны проекта: С1. Высокая надежность С2. Экологичность технологии. С3. Повышенная безопасность С4. Уменьшение затрат на ремонт оборудования.</p>	<p>Слабые стороны проекта: Сл1. Трудоемкость монтажа оборудования Сл2. Необходимость дополнительных затрат на комплектующих. Сл3. Требуется квалифицированного обслуживания</p>
--	---	---

<p>Возможности: В1. Заинтересованность крупных компаний. В2. Появление дополнительного спроса на новый продукт В3. Снижение потерь на транспортировку В4. Уменьшение аварийных ситуаций</p>	<p>- Улучшение технологии для дальнейшего завоевания рынка</p>	<p>- Увеличения количества проводимых операций - Упрощение методов с помощью новых технологий - Проведение дополнительных исследований для изучения объекта воздействия.</p>
<p>Угрозы: У1. Появление на рынке более эффективных схем. У2. Катастрофы природного и техногенного характера. У3. Развитая конкуренция поставщиков У4. Введения дополнительных государственных требований к стандартизации и сертификации ингибиторов</p>	<p>Отслеживание изменений в российском законодательстве - Использование технологии зарубежом - Увеличение КИГ и КИК за счет улучшения технологий</p>	<p>- Копирование методов конкурентных компаний. - Аренда оборудования вместо производства собственного. - Замена текущего оборудования материалов более дешевыми</p>

В результате SWOT-анализа были выявлены сильные и слабые стороны выбора технического проекта, проведена оценка надежности и возможностей данного проекта. Было установлено, что технический проект имеет несколько важных преимуществ (высокая энергоэффективность, повышенная безопасность производства), обеспечивающих повышение производительности, безопасности, экологичности и экономичности технического производства. Также в проекте присутствуют и слабые стороны. Одним из таких является трудность монтажа оборудования, что является большим минусом при реализации проекта.

4.3 График проведения работ

Работу производит бригада ПРС в составе оператора 5 разряда и оператора 4 разряда с использованием подъемника УПА - 60.

Все работы подразделяются условно на 4 этапа:

1. Подготовительные работы 10 часов.
2. Подъем оборудования из скважины 30 часов.

3. Монтаж нового оборудования от 5 часов.
4. Спуск смонтированного оборудования 36 часов.

Подготовительные работы.

К месту проведения доставляется необходимое оборудование. Переезд на тракторе К-701 с тележкой. Чтобы начать работу по подъему НКТ необходимо произвести глушение скважин раствором, $\rho=1,03 \text{ г/см}^3$. Глушение производит специализированное звено в составе оператора 5 разряда и машиниста ЦА-320. Для глушения потребуется около 30 тн раствора, для доставки которого используется цистерна АКН - 10. На весь объем подготовительных работ затрачено 10 часов рабочего времени.

Подъем оборудования из скважины.

После окончания глушения и выдержки времени, необходимого для стекания раствора, приступают к подъемным работам, они включают в себя следующие основные операции:

1. Монтаж УПА - 60.
2. Демонтаж фонтанной арматуры и подрыв планшайбы.
3. Подъем НКТ с помощью подъемника УПА - 60, замер длины НКТ, укладка на мостки. Все работы производит ПРС в количестве двух человек 5 и 4 разрядов и подъемника УПА - 60. Продолжительность работ 30 часов.

Работы ведутся в 2 смены по 12 часов.

Монтаж оборудования.

Монтаж УЭЦН производится силами монтажной бригады.

Продолжительность работ 5 часов.

Спуск нового оборудования.

Бригада ПРС производит спуск установки и новых СПНКТ. Продолжительность работ 36 часов.

Заключительные работы.

После монтажа оборудования производится уборка территории, увозят излишки НКТ, погрузку производит звено стропальщиков с помощью крана,

производится пропарка устьевой арматуры, рабочей площадки, инструментов ППУ, производится опрессовка скважинного оборудования на 60 кгс/см². После заключительных работ, мастер ПРС сдает скважину оператору и мастеру цеха добычи нефти. На весь объем работ уходит 3 часа. Среднесуточный дебит скважины до и после проведения мероприятия по смене НКТ: Q₁=12,1 т/сут. и после проведения Q₂=14,3 т/сут.

Таблица 14 - Время на проведение мероприятия по смене обычных НКТ на СПНКТ

Мероприятие	Время, час
Подготовительные работы	10
Подъем оборудования из скважины	30
Монтаж нового оборудования	5
Спуск смонтированного оборудования	36
Итого	81

Общее время затраченное на проведение мероприятия по смене НКТ - 81 час.

4.4 Составление бюджета проекта

4.4.1 Затраты на материалы

Стоимость материалов, расходуемых на проведение мероприятия, определяется по формуле:

$$C_m = C_m * M * N = 100 * 30 * 1 = 3000 \text{ руб.}, \quad (1)$$

где C_м - цена материала, руб.;

M - количество материала, расход на проведение мероприятия;

N - число скважин.

Таблица 15 - Стоимость материалов

Наименование материала	Единица измерения	Кол-во скважин	Количество материала	Цена, руб.	Стоимость материала
Раствор глушения	т	1	30	100	3000
ИТОГО:					3000

Расчёт стоимости электроэнергии.

По формуле: $C_{э/э} = H_{э/э} * T_p * N = 4,9 * 81 * 1 = 396,9 \text{ руб.}$, (2)

где $H_{э/э}$ - норма расхода электроэнергии на единицу рабочего времени, руб./ч.;

T_p - время проведения мероприятия, час.;

N - число скважин.

Расчёт амортизации основных производственных фондов.

Годовой размер амортизационных отчислений определяется по формуле:

$$A_{г.} = \frac{C_{п} * n * N_{а}}{100}, \quad (3)$$

где $C_{п}$ - первоначальная или восстановительная стоимость единицы оборудования, руб.;

$N_{а}$ - годовая норма амортизации оборудования, %;

n - число единиц оборудования данного вида, шт.

Таблица 16 - Амортизация основных производственных фондов

Наименование оборудования	Ко-л-во, шт.	Балансовая стоимость, руб.		Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
		Ед.обо руд.	всего		
1.УЭЦН	1	117450	117450	18,3	21493,35
2. Емкость 25 мJ	1	10200	10200	11,2	1142,4
3.Вагон	1	110000	110000	14,3	15730
4 .Мост приемный	1	95460	95460	20	19092
5. Инструменты	1	19560	19560	14,3	2797,08
ИТОГО:					60749,83

Сумма амортизационных отчислений на проведение мероприятия определяется по формуле:

$$A_{м.} = \sum A_{г.} * \frac{T_p}{T_{к}}, \quad (4)$$

где $T_{к} = 365 * 24 = 8760$ час. – календарный фонд рабочего времени оборудования, час.;

T_p – время проведения мероприятия.

$$A_m = \frac{60749,83}{8760} = 561,72 \text{ руб.}$$

Расчёт стоимости услуг

Стоимость транспортных услуг определяется по формуле:

$$C_{\text{усл.}} = C_{\text{усл.}}^2 * T_p * N, \quad (5)$$

где $C_{\text{усл.}}^2$ - стоимость часа работы единицы транспорта или спецтехники, руб.; T_p - время работы единицы транспорта или спец. техники при проведении мероприятия, час.

Расчёт стоимости оборудования сводим в таблицу 17.

Таблица 17 - Стоимость используемого оборудования

Наименование техники	Время Работы, час.	Стоимость 1 час. работы	Стоимость услуг, руб.
1. Цементный агрегат ЦА-320	22	47,38	1042,36
2. Подъёмник УПА - 60	81	62,81	5087,61
3. Трактор К- 700	10	77,55	775,5
4. Атомаш. УРАЛ-357. Трубовоз.	16	38,32	613,12
5. Атомаш. УР АЛ «ВАХТА»	30	38,77	1163, 1
6. Автоцистерна АЦН-12	18	32,53	585,54
7. Площадка КР АЗ-255	10	58,45	584,5
8. Автокран АК-8	8	71,35	570,8
ИТОГО:			10422,53

Таким образом, затраты на материалы для смены НКТ составляют 10422,53 рублей.

4.4.2 Расчет основной заработной платы

Расчёт основной заработной платы

На заданное количество основных и вспомогательных рабочих составляется ведомость по нижеприведенной форме:

Зарботную плату определяем по формуле:

$$Z_p = Ч * T * C_2, \quad (6)$$

где Ч - численность рабочих соответствующего разряда, чел.;

T - затраты рабочего времени соответствующего разряда на проведение мероприятия, чел.;

C₂ - часовая тарифная ставка рабочего соответствующего разряда, руб.

Таблица 18 - Отношение тарифных ставок рабочих относительно разряда

Профессия	Кол-во рабочих, чел.	Разряд	Затраты времени на проведение мероприятия, час	Тарифная ставка, руб.	Зарплата, руб.
1. Мастер ПРС	1	10	22	117,95	2594,9
2. Мастер ЦДНГ	1	10	2	117,95	235,9
3. Оператор ПРС	1	8	81	103,18	8357,58
4. Оператор ПРС	1	6	81	84,56	6849,36
5. Оператор глушения скважин	1	6	8	84,56	676,48
6. Оператор добычи нефти	1	6	2	84,56	169,12
7. Стропальщик	1	6'	8	84,56	388,48
8. Стропальщик	1	5	8	68,6	548,8
9. Электромонтажник	1	7	6	94,92	569,52
10. Слесарь КИПиА	1	7	4	94,92	379,68
ИТОГО:	10				20769,82

Основная заработная плата составляет 20769,82 рублей.

4.4.3 Расчет дополнительной заработной платы

Рассчитываем сумму доплат, учитывающую размер премии по каждой категории работников по формуле:

$$D_p = \frac{Z_p * N_{пр}}{100} \quad (7)$$

где N_{пр} - размер премии в % от прямой заработной платы.

$$D_p \text{ мастера ПРС} = \frac{2594,9 * 50}{100} = 1297,45 \text{ руб.}$$

$$D_p \text{ мастера ЦДНГ} = \frac{235,9 * 50}{100} = 117,95 \text{ руб.}$$

$$D_p \text{ оператора ПРС 8 разряд} = \frac{8357,58 * 50}{100} = 4178,79 \text{ руб.}$$

$$D_p \text{ оператора ПРС 6 разряд} = \frac{6849,36 * 50}{100} = 3424,68 \text{ руб.}$$

$$D_p \text{ оператора глушения скважин} = \frac{676,48 * 30}{100} = 202,94 \text{ руб.}$$

$$D_p \text{ оператора ДНГ} = \frac{169,12 * 30}{100} = 50,73 \text{ руб.}$$

$$D_p \text{ стропальщик 5 разряд} = \frac{388,48 * 30}{100} = 116,54 \text{ руб.}$$

$$D_p \text{ стропальщик 6 разряд} = \frac{548,8 * 30}{100} = 164,64 \text{ руб.}$$

$$D_p \text{ электромонтажник} = \frac{569,52 * 30}{100} = 170,85 \text{ руб.}$$

$$D_p \text{ слесарь КИПиА} = \frac{379,68 * 30}{100} = 113,90 \text{ руб.}$$

$$\Sigma D_p = 9838,47 \text{ руб.}$$

Затем определяем заработную плату рабочих с учётом доплат (расчётную заработную плату) по формуле:

$$Z_{\text{рас}} = \Sigma Z_p + \Sigma D_p, \quad (8)$$

$$Z_{\text{рас}} = 20769,82 + 9838,47 = 30608,29 \text{ руб.}$$

Определяем заработную плату с доплатой по районному коэффициенту к зарплате по формуле:

$$Z_{\text{р.к.}} = Z_{\text{рас}} * K_p, \quad (9)$$

$$Z_{\text{р.к.}} = 30608,29 * 1,5 = 45912,44 \text{ руб.,}$$

где K_p - районный коэффициент к зарплате.

Рассчитываем доплату за работу в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям по формуле:

$$D_{\text{сев}} = \frac{Z_{\text{рас}} * q}{100} = \frac{3068,29 * 50}{100} = 15304,15 \text{ руб.,} \quad (10)$$

где q - размер оплаты в % от расчетной заработной платы за работу в районах

Крайнего Севера и приравненных к ним местностям.

Общая сумма основной заработной платы рабочих определяется по формуле:

$$Z_{\text{общ.осн.}} = (Z_{\text{р.к.}} + D_{\text{сев}}) * N = (45912,44 + 15304,15) * 1 = 61216,59 \text{ руб.} \quad (11)$$

Расчёт дополнительной заработной платы.

Дополнительная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{доп.}} = \frac{Z_{\text{общ.осн.}} * D}{100} = \frac{61216,59 * 11}{100} = 6733,82 \text{ руб.}, \quad (12)$$

где $Z_{\text{общ.осн}}$ - основная заработная плата, руб.;

D - размер дополнительной заработной платы в % к основной заработной плате (11% для нашего региона).

4.4.4 Расчет отчислений на социальные нужды

Отчисления на социальные нужды определяются в проценте от суммы основной и дополнительной заработных плат по формуле:

$$O_{\text{сн.}} = \frac{(Z_{\text{общ.осн.}} + Z_{\text{доп.}}) * O}{100} = \frac{(61216,59 + 6733,82) * 30}{100} = 20385,12 \text{ руб.},$$

где O - размер отчислений на социальные нужды от суммы основной и дополнительной заработных плат, % ($O = 30\%$).

Таблица 19 – Затраты на заработную плату

Показатель	Значение , руб.
Основная заработная плата	61216,59
Дополнительная заработная плата	6733,82
Отчисления на соц.нужды	88335,53
ИТОГО	88335,53

Таким образом, затраты на заработную плату составляют 88335,53 рублей.

4.4.5 Расчёт прочих расходов

Определяем основную зарплату производственных рабочих, исходя из калькуляции себестоимости

$$C_{1.3} = C_{1.3} * Q_1 = 9 * 3565 = 32085,52 \text{ руб.}, \quad (13)$$

где $C_{1.3}$ - сумма основной заработной платы рабочих на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем отчисления на социальные нужды, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.4} = C_{1.4} * Q_1 = 3,48 * 3565 = 12406,4 \text{ руб.}, \quad (14)$$

где $C_{1.4}$ - сумма отчислений на социальные нужды на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем расходы на амортизацию скважины, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.5} = C_{1.5} * Q_1 = 51,6 * 3565 = 183957 \text{ руб.}, \quad (15)$$

где $C_{1.5}$ - сумма отчисления на амортизацию скважины на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.8} = C_{1.8} * Q_1 = 135,3 * 3565 = 482352,3 \text{ руб.}, \quad (16)$$

где $C_{1.8}$ - расходы на содержание и эксплуатацию оборудования на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определим сумму цеховых расходов, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.9} = C_{1.9} * Q_1 = 6,9 * 3565 = 24598,9 \text{ руб.}, \quad (17)$$

где $C_{1.9}$ - расходы на нужды цеха на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определим сумму на общепроизводственные расходы, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.10} = C_{1.10} * Q_1 = 118,5 * 3565 = 422459,3 \text{ руб.}, \quad (18)$$

где $C_{1.10}$ - расходы на общие нужды производства на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем расходы по статьям условно-переменных затрат:

1. Расходы на электроэнергию по извлечению нефти:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.1} = C_{1.1} * Q_1 = 4,83 * 3565 = 17219,23 \text{ руб.} \quad (19)$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.1} = C_{2.1} * Q_2 = 4,83 * 4544 = 21948,82 \text{ руб.}, \quad (20)$$

где $C_{1.1}$ - сумма затрат на электроэнергию по извлечению нефти, приходящих на тонну нефти.

2. Расходы по искусственному воздействию на пласт:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.2} = C_{1.2} * Q_1 = 49,2 * 3565 = 175400,8 \text{ руб.} \quad (21)$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.2} = C_{2.2} * Q_2 = 49,2 * 4544 = 223578 \text{ руб.}, \quad (22)$$

где $C_{1.2}$ - сумма затрат по искусственному воздействию на пласт на 1 тонну нефти.

3. Расходы по сбору и транспортировке нефти:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.6} = C_{1.6} * Q_1 = 0,6 * 3565 = 2139,034 \text{ руб.} \quad (23)$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.6} = C_{2.6} * Q_2 = 0,6 * 4544 = 2726,56 \text{ руб.}, \quad (24)$$

где $C_{1.6}$ - сумма затрат на сборы и транспортировку, приходящихся на 1 тонну нефти

4. Расходы на технологическую подготовку нефти:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.7} = C_{1.7} * Q_1 = 2,4 * 3565 = 8556,14 \text{ руб.} \quad (25)$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.7} = C_{2.7} * Q_2 = 2,4 * 4544 = 10906,24 \text{ руб.}, \quad (26)$$

где $C_{1.7}$ - расходы на технологическую подготовку нефти, приходящиеся на 1 тонну нефти

5. Прочие производственные расходы на подготовку нефти:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.11} = C_{1.11} * Q_1 = 89,1 * 3565 = 317646,6 \text{ руб.} \quad (27)$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.11} = C_{2.11} * Q_2 = 89,1 * 4544 = 404894,3 \text{ руб.}, \quad (28)$$

где $C_{1.11}$ - сумма прочих расходов, приходящихся на 1 тонну нефти

$$C_{\text{усл.}} = 10422,53 * 1 = 10422,53 \text{ руб.}$$

Расчёт прочих расходов

Сумма прочих расходов определяется по формуле:

$$C_{\text{пр.}} = \frac{Z_{\text{пр}} * P_{\text{р}}}{100}, \quad (29)$$

где $P_{\text{р}}$ - размер прочих расходов от прямых затрат, $P_{\text{р}}$ - 5%;

$Z_{\text{пр}}$ - сумма прямых затрат на проведение мероприятия, руб.

Сумма прямых затрат рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{пр.}} = Z_{\text{общ.осн.}} + Z_{\text{доп.}} + O_{\text{с.н.}} + C_{\text{э/э}} + C_{\text{м}} + A_{\text{м}} + C_{\text{усл.}}, \quad (30)$$

$$Z_{\text{пр.}} = 61216,59 + 6733,82 + 20385,12 + 396,9 + 3000 + 561,72 + 104,2253 = 102716,68 \text{ руб.}$$

$$C_{\text{пр.}} = \frac{102716,68 * 5}{100} = 5135,83 \text{ руб.}$$

Расчёт цеховых расходов

Сумма цеховых расходов определяется по формуле:

$$C_{\text{цех.}} = Z_{\text{пр.}} * C_{\text{р}} / 100, \quad (31)$$

где $C_{\text{р}}$ - размер цеховых расходов в % от прямых затрат $C_{\text{р}} = 14\%$.

$$C_{\text{цех.}} = \frac{102716,68 * 14}{100} = 14380,34 \text{ руб.}$$

Полученные в результате расчетов значения сводим в таблицу 20.

Таблица 20 - Затраты до проведения мероприятия и после

Наименование статей затрат	Сумма затрат, руб.				Отклонения, руб.
	До мероприятия		После мероприятия		
	Всего, руб.	на 1 тн.	Всего, руб.	на 1 тн.	
1. Расходы на электроэнергию	17219,23	4,83	21948,82	4,83	

по извлечению нефти					
2. Расходы по искусственному воздействию на пласт	175400,8	49,2	223578	49,2	
3. Основная зарплата производственных рабочих	32085,52	9	32085,52	6,16	-2,84
4. На социальные нужды	12406,4	3,48	12406,4	2,37	-1,11
5. На амортизацию скважины	183957	51,6	183957	35,4	-16,2
6. Расходы по сбору и транспортировке нефти	2139,034	0,6	2726,56	0,6	
7. На технологическую подготовку нефти	8556,14	2,4	10906,24	2,4	
8. На содержание и эксплуатацию оборудования	482352,3	135,3	482352,3	92,7	-42,6
9. Цеховые расходы	24598,9	6,9	24598,9	4,71	-2,19
10. Общепроизводственные расходы	422459,3	118,5	422459,3	81,1	-37,4
11. Прочие расходы	317646,6	89,1	404894,3	89,1	
ИТОГО:	1678821	470,91	1821913	368,57	-102,34

Таким образом прочие затраты на проведение мероприятия составляют 1821913 рублей.

4.4.6 Формирование бюджета затрат на реализацию проект

На основании вышеприведенных расчётов затрат определяется общая сумма затрат на проведение мероприятия по формуле:

$$Z_{см.} = Z_{пр.} + C_{пр.} + C_{цех.} \quad (32)$$

Расчёт сводим в таблицу 21.

Таблица 21 - Затраты на проведение мероприятия

Статьи расходов	Сумма, руб.
Затраты на материалы	10422,53
Амортизация основных фондов	60749,83
Основная заработная плата	20769,82
Дополнительная заработная плата	6733,82
Отчисления на соц.нужды	88335,53
Прочие расходы	1821913
ИТОГО	2008924,53

По результату расчетов можно определить какая потребовалась сумма для проведения организационно-технического мероприятия, и составляет: 2008924,53 руб.

4.5 Расчет экономического эффекта от применения мероприятия

Для определения годового экономического эффекта от проведения мероприятия необходимо сопоставить себестоимость 1 тн. нефти до проведения мероприятия и после проведения мероприятия с учётом дополнительных затрат, связанных с его проведением. Произведения их разности на объём добычи нефти, после проведения мероприятия даст сумму годового экономического эффекта:

$$\mathcal{E}_Г = (C_1 - C_2) * Q_2, \quad (33)$$

где C_1 - себестоимость тонны нефти до проведения мероприятия, руб.;

C_2 - себестоимость тонны нефти после проведения мероприятия с учётом затрат на проведение мероприятия, руб.

$$C_2 = \frac{(C_{Г2} + Z_{с.м.})}{Q_2}, \quad (34)$$

где $C_{Г2}$ - сумма годовой себестоимости нефти после проведения мероприятия, руб.;

$Z_{с.м.}$ - сумма затрат на проведение мероприятия, руб.

$$C_2 = \frac{(1821913 + 2008924,53)}{4544} = 427,82 \text{ руб./т}$$

$$\mathcal{E}_Г = (470,91 - 427,82) * 4544 = 195813,89 \text{ руб.}$$

Затем определяется удельная годовая экономия, приходящая на 1 т нефти по формуле:

$$\mathcal{E}_{уд.Г} = \frac{\mathcal{E}_Г}{Q_2} = C_1 - C_2 = (470,91 - 427,82) = 43,09 \text{ руб./т.}, \quad (35)$$

После проведения расчетов, можно отметить, что годовой экономический эффект, после проведения мероприятий по смене НКТ, положительный.

Сумма прироста прибыли за счёт проведения мероприятия по смене

$$\text{НКТ определяется по формуле: } \Delta\Pi = \Pi_2 - \Pi_1, \quad (36)$$

где Π_2 и Π_1 - расчётная прибыль до и после проведения мероприятия, руб.

$$\Pi_1 = (\text{Ц} - C_1) * Q_1, \quad (37)$$

$$\Pi_1 = (1700 - 470,90) * 3565 = 4381864,41 \text{ руб.}$$

$$\Pi_2 = (\text{Ц} - C_2) * Q_2, \quad (38)$$

$$\Pi_2 = (1700 - 427,82) * 4544 = 5781167,57 \text{ руб.}$$

$$\Delta\Pi = 5781167,574 - 4381864,41 = 1399303,164 \text{ руб.}$$

Рассчитываем удельный прирост прибыли, приходящийся на 1 т нефти по формуле:

$$\Delta\Pi_{\text{уд.}} = \frac{\Delta\Pi}{Q_2} = \frac{1399303.164}{4544.3} = 307,93 \text{ руб./т.} \quad (39)$$

Таблица 22 – Экономический эффект от проведения мероприятия

Наименование	Ед.изм	До проведения мероприятия	После проведения мероприятия	Отклонения
1. Дебит скважины	тн/сут	12,1	14,3	+2,2
2. Годовой объём	тн	3565	4544	+979
3. Себестоимость нефти без единовременных затрат (годовая)	руб.	1678821	1821913	+143092
4. Себестоимость 1 тн нефти с учётом единовременных затрат	руб.	470,91	368,57	-102,34
5. Условно годовая экономия	руб.		+195813,89	

Исходя из результатов расчета, видно прирост прибыли благодаря проведению мероприятия по смене НКТ и равна она: 1399303,164 руб.

Выводы

Экономическая часть была представлена с целью, что бы показать экономическую эффективность после смены НКТ на новые стеклопластиковые трубы на скважине осложненной коррозионным износом:

1. Общее время, затраченное на проведение мероприятия по смене НКТ - 81 час.
2. Экономическая эффективность выражается в увеличении дебита за год и составляет 979 тн.

3. Условно-постоянные и условно-переменные затраты при расчете показывают увеличение затрат на добычу общего количества нефти до мероприятий – 1678821 руб. и после 1821913 руб., но в перерасчете на одну тонну замечается значительное снижение расходов до мероприятий 470,91 руб./тн. и после 368,57 руб./тн.

4. Сумма, затраченная на проведение организационно-технического мероприятия, составляет: 2008924,53 руб.

5. Годовой экономический эффект после проведения мероприятий по смене НКТ, положительный, и составляет: 195813,89 руб.

6. Присутствует прирост прибыли благодаря проведению мероприятия по смене НКТ и равна она: 1399303,164 руб.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б7Г2		Васько Алексей Леонидович	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление / специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Методы борьбы с внутренней коррозией оборудования и промысловых трубопроводов на Советском нефтяном месторождении	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение	<p>Объект исследования: нефтяные оборудования и трубопроводы Область применения: Советское нефтяное месторождение <i>Рабочая зона:</i> полевые условия <i>Климатическая зона:</i> субтропическая зона <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> УЭЦН, ШГНУ, НКТ. <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> прием жидкости с фонда скважин, транспорт нефти до УПН.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:	<ul style="list-style-type: none"> - Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 533 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств»; - ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность»; - Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» ПРИКАЗ от 15 декабря 2020 года N 534 - ТК РФ N197-ФЗ от 30.12.2001 (ред. от 01.03 2022 года).
2. Производственная безопасность при эксплуатации:	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Отклонение показателей климата на открытом воздухе; - Превышение уровня шума и вибрации; - Недостаточная освещенность рабочей зоны; - Работа с вредными веществами; - Укусы насекомых/животных; - Монотонность труда. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Электрический ток;

	<ul style="list-style-type: none"> - Короткое замыкание - Статическое электричество - Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; - Работа с оборудованием под давлением - Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: использование защитных костюмов, виброизолирующие рукавицы, перчатки, виброизолирующая обувь, беруши, наушники, защитные ограждения, репелленты, сетки.</p>
3. Экологическая безопасность при эксплуатации	<p>Воздействие на селитебную зону: загрязнение территории нефтепродуктами при аварии. Класс опасности производства III. Размер СЗЗ 1000 м.</p> <p>Воздействие на литосферу: остатки нефтепродуктов, химических реагентов, утилизация элементов отработанного оборудования.</p> <p>Воздействие на гидросферу: разлив нефти при транспортировании, продукты жизнедеятельности персонала</p> <p>Воздействие на атмосферу: выбросы загрязняющих веществ при пусках установки, продувке аппаратов технологического оборудования; залповые выбросы загрязняющих веществ при сбросах на свечи и факела.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> - пожар - наводнения, ураган; - отказ систем безопасности; - разгерметизация труб <p>Наиболее типичная ЧС: возникновение пожара.</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Васько Алексей Леонидович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров. Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: осуществление работ по заданному режиму скважины, контроль за системами подачи реагента в скважину, обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при добыче нефти и газа. Работы выполняются круглогодично.

Объектом исследования данной работы являются Советское месторождение. В данной работе будут анализ факторов, влияющие на скорость коррозии, анализ видов коррозии и методов борьбы с ней.

Данный раздел дипломной работы посвящен созданию оптимальных норм мероприятий для обеспечения благоприятных, безопасных условий труда и повышения его производительности, а также будет уделено особое внимание охране окружающей среды. При разработке раздела учитывались действующие нормативно-технические документы, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Трудовое законодательство РФ должно регулировать отношения между работником и организацией-работодателем. Статья 212 ТК РФ обязует работодателя обеспечить безопасными условиями и охраной труда работников, что включает в себя безопасность при работе с оборудованием, сырьем и материалами, а также при выполнении технологических процессов. Продолжительность рабочего дня, согласно трудовому кодексу, составляет до 40 часов в неделю и до 36 часов в неделю для персонала, работающего на

местах, где условия труда определены как вредные 3 и 4 степени. Установлено предоставление ежегодного отпуска длительностью 28 календарных дней, а также дополнительного отпуска для работников, выполняющих трудовой договор на местах с опасными или вредными условиями. В течение рабочего дня работнику предоставляется перерыв, не превышающий 2 часа, а также перерыв 30 минут, не включаемый в регламентированное рабочее время.

Для выполнения работ по обслуживанию кустовых площадок и ремонту скважин работник осуществляет деятельность в составе бригады. Операции по добыче нефти относятся к перечню тяжёлых работ персоналом, работающим вахтовым методом, работы которого регулируются Трудовым Кодексом.

Вахтовый метод подразумевает работы в условиях крайнего Севера. Работникам, выезжающим в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности: устанавливается районный коэффициент, предусматривающий надбавки к заработной плате; ежегодно предоставляется дополнительный оплачиваемый отпуск 24 дня лицам, выполняющим работы в условиях крайнего севера, 16 дней – в местностях, приравненный к районам крайнего Севера; социальный пакет, включающий лечение, медицинское страхование и выплаты в пенсионный фонд.

5.2 Производственная безопасность

Обслуживание и ремонт добывающих скважин в процессе их эксплуатации, а также нефтепромыслового оборудования производит оператор по добычи нефти и газа (ДНГ). Рабочее место оператора представляет собой кустовую площадку, на которой находятся скважины, электрическое оборудование и приборы, компрессорные установки, работающие под высоким давлением, а также генераторы, блоки автоматики и замерные установки. Перечень работ, выполняемых оператором ДНГ: Оператор ДНГ подвержен воздействию вредных и опасных факторов, находясь на производственной

территории, классификация которых осуществляется согласно ГОСТ 12.0.003-2015(таблица 23).

Таблица 23 – Перечень возможных вредных и опасных факторов при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Отклонение показателей климата	требования к отклонению показателей климата устанавливаются СанПиН 1.2.3685-21"Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"
Повышенный уровень шума	требования к уровню шума устанавливаются ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
Превышение уровня вибрации	требования к вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность
Недостаточная освещенность	требования к освещению устанавливается СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
Укусы насекомых/животных	требования к укусам устанавливается ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ.
Вредные вещества	требования к укусам насекомых/животных устанавливаются ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования
Электробезопасность	требования к электробезопасности устанавливаются ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования	требования к движущимся машинам и механизмам устанавливаются ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности
Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов	требования к неподвижным режущим, колющим, обдирающим, разрывающим частям твердых объектов устанавливаются ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
Работа с оборудованием под давлением	требования к оборудованию, находящемуся под давлением устанавливаются ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

Отклонение показателей климата на открытом воздухе.

Сложные климатические условия работы, особенно в районах крайнего Севера, негативно влияют на самочувствие рабочего. Основные параметры, учитываемые при работе на открытых площадках: время года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха (температура), скорость ветра, относительная влажность и давление. Длительное нахождение человека на открытом воздухе при высоких температурах вызывает перегрев организма, что приводит к тепловому удару и потере сознания. Высокая влажность воздуха (70-85%) воздействует на потоотделение и затрудняет охлаждение организма. При низкой температуре воздуха и длительном нахождении рабочего на открытых площадках возможно переохлаждение организма. При высокой влажности и скорости ветра в холодных условиях человеку тяжело дышать и повышается вероятность переохлаждения.

При нахождении работника на открытом воздухе при температуре ниже минус 25 °С ежечасно предоставляется пункт обогрева, оборудованный в соответствии с инструкцией предприятия, температура воздуха которого должна составлять не менее плюс 25 °С. Выход за пределы жилой и производственной зоны допускается только в составе группы из двух и более человек с письменного разрешения (запись в журнале).

Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе зависят от климатических регионов, тяжести и времени выполняемых работ. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты:

- спецодежда (рукавицы, обувь, головные уборы), которая имеет высокие теплозащитные свойства, воздухопроницаемости, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость; коллективной защиты:

- сокращение времени пребывания персонала в зоне воздействия вредных факторов;

- доставка к месту работы и с работы должна осуществляться в утепленном транспорте;

- для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения.

Превышение уровней шума и вибрации.

Выполнение технологических операций оператором ДНГ производится на рабочем месте, в непосредственной близости которого находятся компрессорные установки и генераторы, обеспечивающие бесперебойную работу оборудования. Постоянными источниками шума являются машины, трансформаторы, механизмы и агрегаты. Источниками вибраций являются генераторы и компрессорные установки. Беспорядочные звуковые колебания снижают слух и ухудшают работоспособность человека, ослабляют память и внимание, а также нарушают артериальное давление и ритм сердца. Основным средством индивидуальной защиты от шума являются наушники.

Вибрации при выполнении спускоподъёмных операций, вызывают нарушения сердечно-сосудистой и нервной систем, появление грыж и ревматизма.

Работающие компрессорные установки рядом с оператором ДНГ создают уровень звукового давления (дБА), которое не превышает допустимые нормы шума, согласно требованиям. Согласно ГОСТ 12.1.003- 2014, предельно допустимый уровень звука, не влияющий на органы слуха, составляет 80 децибел. Гигиеническая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте 63 Гц. На рабочем месте оператора по добычи нефти и газа уровень вибрации – 30 дБ, что не превышает норму, согласно требованиям.

Превышение уровня вибрации может оказать негативное действие на работников, в результате чего у них может развиваться вибрационная болезнь. Основными средствами защиты от вибрации на месторождении являются виброзащитная обувь и виброизоляционные коврики.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Оператор ДНГ при работе в ночное время суток подвержен получению травм, поэтому объект должен быть освещен. Согласно СП 52.13330.2016 норма освещенности составляет не ниже 10 люксов. При работах на открытых площадках в качестве осветительных приборов применяются прожектора и фонари.

Так как работа оператора заключается в общем наблюдении за ходом производственного процесса, при расстояниях от объекта различения до глаз работающего более 0,5 м (стрелка манометра и т.д.); в периодическом пребывании людей в помещении (ГЗУ), при характеристике зрительной работы средней точности - просмотр параметров системы телеметрии СКАД, снятия показаний приборов. Исходя из этого разряд зрительной работы VIII, а подразряд – б. Источником искусственного освещения на месторождении служат мачты, расположенные по периметру объектов. На мачтах установлены прожектора, люминесцентные лампы обеспечивают освещенность порядка 75 лк., что соответствует норме.

Укусы насекомых или животных.

В летний и осенний период особенно тягостны для человека летающие кровососущие насекомые. Они забираются под одежду, в нос, уши, наносят укусы, также многие насекомые переносят различные вирусы и бактерии. Для борьбы с кровососущими насекомыми необходимо носить специальную одежду (энцефалитный костюм), а также использовать различные аэрозоли, спреи и мази от насекомых.

Обеспечивать возможность создания у работающих с патогенными микроорганизмами специфического активного или пассивного иммунитета;

обеспечивать нормирование продолжительности труда во вредных условиях; обеспечивать возможность повышения сопротивляемости организма (профилактическое питание). Профилактические прививки проводятся для предупреждения возникновения и распространения инфекционных болезней. Данные о прохождении медицинских осмотров, наряду с информацией об обязательных прививках для работников подлежат внесению в медицинскую документацию, сертификаты профилактических прививок, личные медицинские книжки и учету в медицинских организациях, осуществляющих медицинское обслуживание работников. Кроме того, работодатель обязан обеспечить страхование рабочих.

Воздействие химических веществ

Проведение технологических операций с химическими реагентами подразумевает воздействие на оператора ДНГ вредных веществ, таких как нефть, газ, оксид углерода, ингибиторы и диэмульгаторы, ПАВ, кислоты и спирты. Контакт с веществом может вызвать ухудшение здоровья, а также летальный исход при попадании в организм высоких дозировок химических реагентов, а также испарений веществ. В организм работника реагенты могут попасть через дыхательные пути, кожу и желудочно-кишечный тракт, вызывая аллергические реакции, осложнения в легких, головные боли, химические ожоги и т.д. Основным источником вредных веществ является АГЗУ и фонтанная арматура на кустовых площадках.

ССБТ содержание вредных химических веществ в воздухе рабочей зоны определяется предельно допустимой концентрацией веществ (ПДК): для нефти – 100 мг/м³, бензола – 10 мг/м³, сероводорода – 10 мг/м³, хлора – 1 мг/м³.

При превышении концентрации вредных веществ в воздухе и загазованности рабочей зоны, операторам выдаются изолирующие противогазы или респираторы, очки и защитные маски. Средства индивидуальной защиты от химических реагентов включают также каску, спецодежду. К коллективным

средствам защиты относится ограждение рабочей зоны, препятствующее появлению лиц без специальных средств защиты.

Монотонность труда – однообразие трудовых операций или производственной обстановки, т. е. внешние, объективные факторы трудовой деятельности. Радикальным мероприятием по предотвращению монотонности является проектирование рациональных трудовых процессов и операций на основе оптимального разделения труда и регламентированного графика труда, и отдыха.

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

Электрический ток.

На кустовых площадках источниками поражения оператора ДНГ электрическим током служат неизолированные токопроводящие части элементов оборудования, металлические конструкции под напряжением. При контакте человека с электрическим током возникают термические ожоги, разложение крови, раздражение тканей, нарушение дыхания и кровообращения, судороги, переломы костей.

Техническими методами и средствами защиты для обеспечения электробезопасности в соответствии с ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты». Общими требованиями являются защитное заземление и зануление, выравнивание потенциалов, малое напряжение, электрическое разделение цепей, изоляция токоведущих частей, ограждающие устройства, предупредительная сигнализация, средства защиты и предохранительные устройства.

Для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме должны быть применены, по отдельности или в сочетании, следующие меры защиты от прямого прикосновения:

-индивидуальные средства защиты (резиновые перчатки, диэлектрические коврики);

- основная изоляция токоведущих частей; - ограждения и оболочки;

- установка барьеров;

-размещение вне зоны досягаемости;

- применение сверхнизкого (малого) напряжения (напряжение, не превышающее 50 В переменного и 120 В постоянного тока.

Меры защиты от поражения электрическим током должны быть предусмотрены в электроустановке или ее части либо применены к отдельным электроприемникам и могут быть реализованы при изготовлении электрооборудования, либо в процессе монтажа электроустановки, либо в обоих случаях.

Для устранения опасности разрядов статического электричества при технологических операциях необходимо предусматривать следующие меры:

- заземление резервуаров, цистерн, трубопроводов;

- снижение интенсивности генерации зарядов статического электричества путем уменьшения скорости налива реагента при правильном подборе диаметра трубопровода.

На месторождениях необходимо соблюдать меры по предупреждению опасности воспламенения парогазовых потоков от электрической искры:

- в трубопроводах и аппаратах для предотвращения возникновения опасных искровых разрядов при движении горючих газов и паров должны везде, где это технологически допустимо, обеспечиваться однофазовые газовые потоки, исключаящие твёрдые и жидкие частицы.

– не должно допускаться во взрывоопасной среде истечение паров и газов через не плотности из аппаратов, трубопроводов, скважин, находящихся под высоким давлением, так как это вызывает сильную электризацию.

– необходимо минимизировать наличие примесей в газовой и нефтяной структуре, поскольку интенсивность образования зарядов статического электричества увеличивается при их наличии.

На кустовых площадках возможно проведение огневых работ, в частности работа болгаркой и сварочным агрегатом. Основными источниками пожарной опасности при сварке, осуществляемой электрической дугой, являются: пламя дуги, искры раскаленного металла, недоиспользованные электроды; электрические дуги и искры, короткие замыкания и другие неисправности в электрооборудовании.

Мероприятия по защите электрооборудования от пробоя изоляции состоят в установке устройств защитного отключения на приборах и ограничение напряжения до 12-36 В при использовании переносных электроприборов, а также освещения. Согласно ГОСТ Р 12.1.019-2017 обязательно использование средств защиты от поражения электрическим током. К индивидуальным средствам защиты относятся диэлектрические перчатки и обувь, изолированные рукоятки инструментов, изолирующие подставки.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

Возможность получения механических травм при нарушении требований промышленной безопасности обслуживания движущихся и вращающихся частей механизмов (вентиляторы, насосы, компрессора, подъемные механизмы и др.), что в результате может вызвать ушибы, травмы, сдавливания конечностей и переломы обслуживающего персонала. При несоблюдении правил безопасной работы на высоте и не использовании соответствующих СИЗ, средств подмащивания и страховочных систем, в результате дорожно-

транспортных происшествий. А также имеется опасность травмирования персонала разлетающимися частями оборудования при нарушении герметичности (разрушении) трубопроводов и насосного оборудования.

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: работы с применением спецтехники и спецоборудования должны проводиться в присутствии ответственного за безопасное проведение работ. Работники должны соблюдать охрану труда и технику безопасности при работе со спецоборудованием и рядом со спецтехникой. Оборудование должно быть исправно и пригодно для безопасного производства работ. Проводится плановая проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов при их обнаружении, согласно ГОСТ 12.2.003-91.

Неподвижные режущие, колющие и т.д. части твердых объектов.

При работе есть угроза получить порезы от острых кромок, заусенцев, шероховатости деталей и заготовок. В целях обеспечения безопасности работников на рабочих местах применяют СИЗ: защитные перчатки и спец. одежда, инструктаж по ТБ.

Работа с оборудованием под давлением.

Аппараты и оборудование, внутри которого давление газа или жидкости превышает атмосферное, относятся к сосудам, работающим под давлением.

Высокий уровень давления в технологическом оборудовании, и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам. Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру, а также соблюдение техники безопасности при работе с объектами, находящимися под большим давлением.

По технике безопасности в сосуды недопустима подача газа или сжатого воздуха с парами масел, т.к. в случае перегрева может образоваться взрывоопасная смесь, вентили и краны устанавливаются таким образом, чтобы выходное отверстие было направлено в безопасное место, при работе работника

внутри емкости должны быть открыты все люки с целью достаточного проветривания, а работников должно быть, как минимум, двое (один – внутри, второй – снаружи).

Также необходим постоянный контроль за техническим состоянием сосудов: если обнаружены какие-то трещины, пропуски газов, отпотевания в местах сварочных швов, то подобные сосуды снимают с эксплуатации. Обо всех замеченных неисправностях работник должен сделать отметку в журнале.

По технике безопасности в сосуды недопустима подача газа или сжатого воздуха с парами масел, т.к. в случае перегрева может образоваться взрывоопасная смесь, вентили и краны устанавливаются таким образом, чтобы выходное отверстие было направлено в безопасное место, при работе работника внутри емкости должны быть открыты все люки с целью достаточного проветривания, а работников должно быть, как минимум, двое (один – внутри, второй – снаружи).

Также необходим постоянный контроль за техническим состоянием сосудов: если обнаружены какие-то трещины, пропуски газов, отпотевания в местах сварочных швов, то подобные сосуды снимают с эксплуатации. Обо всех замеченных неисправностях работник должен сделать отметку в журнале.

5.3 Экологическая безопасность

На этапе эксплуатации месторождения происходит нарушение целостности грунтов вследствие строительства новых и реконструкции существующих кустовых площадок, дорог, трубопроводов и других объектов инфраструктуры. Перестройка рельефа, сопровождающаяся дезинтеграцией грунтовых масс и изменениями условий водостока, активизирует, а иногда и изменяет рельефообразующие процессы, что сопровождается возникновением вторичных форм рельефа – промоин, просадок, оползней, оврагов.

Основными типами антропогенных воздействий на селитебную зону, являются газоконденсатное и метанольное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства; загрязнение промышленными и бытовыми отходами.

Мероприятиями по снижению воздействий на селитебную зону являются:

- сокращение ареалов редких видов растений, площадей, занятых ягодниками, лекарственными растениями и другими ценными видами флоры;
- сокращение потерь газа; повышение герметичности и надежности газопромыслового оборудования;
- высокая степень утилизации отходов газа;
- оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания.

Оценка воздействия на геологическую среду. На этапе эксплуатации месторождения происходит нарушение целостности грунтов вследствие строительства новых и реконструкции существующих кустовых площадок, дорог, трубопроводов и других объектов инфраструктуры. При этом формируются новые формы рельефа, как положительные (валы, насыпи, отвалы разнообразных грунтов), так и отрицательные (земляные амбары, карьеры, траншеи). Перестройка рельефа, сопровождающаяся дезинтеграцией грунтовых масс и изменениями условий водостока, активизирует, а иногда и изменяет рельефообразующие процессы, что сопровождается возникновением вторичных форм рельефа – промоин, просадок, оползней, оврагов.

Оценка воздействия на атмосферный воздух.

Источниками выбросов вредных веществ в атмосферу при рабочем режиме эксплуатации объектов добычи нефти являются неплотности фланцевых соединений запорно-регулирующей арматуры и уплотнений подвижных соединений насосов. В период строительно-монтажных работ источниками выброса загрязняющих веществ в атмосферу являются:

– котельная, работающая в период бурения, крепления и освоения новых–скважин;

– дизельная электростанция, работающая в период проведения строительного-монтажных работ и освоения скважин;

– выхлопные трубы автомобильной и строительной техники;

– электроды сварочных агрегатов;

Воздействие нефтепромысловых объектов на поверхностные и подземные–воды, прежде всего, связано с:

– созданием условий, изменяющих характеристики фильтрационного–внутриболотного и поверхностного стока (прокладка автодорог, трубопроводов, отсыпка площадок);

– нарушением целостности берегов, долин пересекаемых водотоков, что приводит к их частичному разрушению и развитию эрозионных процессов;

– возможным захлаплением русел и затопляемых долин водотоков–строительными отходами, вызывающими изменение гидрологических характеристик водотоков, ухудшение качества воды и условий проживания гидробионтов;

– возможным загрязнением водотоков нефтепродуктами (аварийная ситуация на нефтепромысловых объектах), хозяйственно-бытовыми и производственными сточными водами (при несоблюдении правил сбора жидкостей и нарушении герметичности оборудования).

Мероприятия по охране атмосферного воздуха.

На стадии эксплуатации нефтепромыслового оборудования предусмотрены специальные мероприятия, направленные на минимизацию выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от стационарных источников.

К ним относятся следующие технические решения:

- установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующейся отсутствием видимых протечек жидкости и утечек газа и обеспечивающей отключение любого участка трубопровода при аварийной ситуации;
- установка специально-подогнанных прокладок для фланцевых соединений;
- проведение периодических испытаний трубопроводов на прочность и плотность;
- применение средств автоматизированного контроля рабочих параметров оборудования и трубопроводов, работающих под давлением;
- использование сертифицированного оборудования;
- своевременное проведение ППР оборудования;
- соблюдение нормативов выбросов загрязняющих веществ от стационарных источников выбросов при их эксплуатации;
- использование (утилизация) попутного нефтяного газа для собственных нужд и выработки электроэнергии.

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти, химические реагенты и воды с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды:

- поступление токсичных веществ из шламовых амбаров в грунтовые воды;
- загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических площадок;
- попадание загрязнений в грунтовые воды при аварийных разливах нефти, сточных вод и других отходов в результате порывов трубопроводов;
- поступление нефти и минерализованных вод в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее не герметичности.

Загрязнение почв нефтью приводит к значительному экологическому и экономическому ущербу: понижается продуктивность лесных ресурсов, ухудшается санитарное состояние окружающей среды. Земельные участки, отведенные в постоянное пользование, благоустраиваются с использованием предварительно снятого почвенно-растительного слоя. Земли, передаваемые во временное пользование, подлежат восстановлению (рекультивации).

Земельные участки приводятся в пригодное для использования по назначению состояние в ходе работ, а при невозможности этого не позднее, чем в течение года после завершения работ. Рекультивация нарушенных земель по трассам линейных трубопроводов носит природоохранное направление и выполняется в два этапа: 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. Возвращения этого слоя из отвалов и планировки рекультивируемой поверхности по окончании строительства. Биологический этап рекультивации включает дискование почвы боронами в один след, поверхностное внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав механическим способом.

Для обеспечения потребности объектов строительства в грунте предусматривается использование месторождений песка, разрабатываемых гидромеханизированным способом. После окончания работ производится рекультивация карьера путем восстановления почвенно-растительного слоя с посевом трав.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации при проведении производственных работ могут иметь природный, биологический, социальный, экологический или техногенный характер [23]. При осуществлении работ по борьбе с коррозией

скважин на кустовой площадке, возможны 2 вида аварийных и чрезвычайных ситуаций:

1. Природного характера: лесные и торфяные пожары, паводковые наводнения, ураганы, метели, снежные заносы, аномально низкие температуры в зимний период.

2. Техногенного характера: взрывы, пожары, выброс газа и розлив нефти в окружающую среду, загазованность территории, поражение людей продуктами сгорания, порыв технологических трубопроводов, прорыв лишнего объёма закачки в скважину.

Наиболее вероятная аварийная ситуация, которая может возникнуть на кустовых площадках при борьбе с ее коррозией, техногенная – розлив горячей нефти, загазованность рабочей зоны, возникновение пожара. Источниками аварии являются разгерметизация ёмкости для хранения горячей нефти, запорной арматуры, фланцевых соединений, а также облом или заклинивание оборудования в скважине, негерметичность межколонного пространства скважины.

Для предотвращения чрезвычайной ситуации необходимо: проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов; размещать потенциально опасные звенья технологической линии в герметичных отсеках производственного здания; разделять отдельные части технологического оборудования несгораемыми перегородками; предусматривать резервное электропитание для всех звеньев технологической линии; оперативно блокировать работу агрегатов и оборудования при возникновении потенциально опасных аварийных ситуаций; использовать надёжное и современное противовыбросное оборудование для герметизации устья скважины.

При первых признаках ЧС следует сообщить начальству о произошедшем, остановить все производственные работы, вывести людей из опасной зоны, если есть пострадавшие, то оказать первую помощь. Если

произойдет порыв – сбросить давление с участка с порывом, закрыть задвижки на скважине, устранить дефект, вызвать ремонтную бригаду. При пожаре отключить электроэнергию от технологического блока, воспользоваться имеющимися средствами пожаротушения для ликвидации пожара, вызвать пожарную бригаду.

Вывод по разделу

- Содержание вредных химических веществ в воздухе рабочей зоны не превышает предельно допустимой концентрацией веществ (для нефти – 100 мг/м³, бензола – 10 мг/м³, сероводорода – 10 мг/м³, хлора – 1 мг/м³)
- Предельно допустимые уровни шума и вибрации соответствуют нормативные значения
- Объект по электробезопасности относится к особо опасным помещениям.
- Обслуживание электроустановок должны выполнять работники субъекта электроэнергетики, имеющие V группу по электробезопасности при эксплуатации электроустановок выше 1000 В, IV группу по электробезопасности при эксплуатации электроустановок до 1000 В.
- По тяжести труда объект относится к четвертой категории тяжести.
- По взрывопожарной и пожарной опасности объект относится к категории А - повышенной взрывопожароопасности.
- По пожарной опасности объект относится к категории АН - повышенной взрывопожароопасности.
- Объект по негативному воздействию на окружающую среду относится к объектам I категории.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выпускная бакалаврская работа посвящена методам борьбы с внутренней коррозией оборудования и промышленных трубопроводов на Советском нефтяном месторождении.

В результате проведенного исследования были выполнены поставленные задачи:

- К факторам, влияющие на скорость коррозии относятся природа металла, химический состав и фаза сплава, его структура, обработка поверхности и наличие внутренних напряжений;

- Предложено применение анодного полимерного заземлителя, использование которого позволит улучшить эксплуатационную надежность анодного заземлителя полимерного в системе электрохимической защиты подземных металлических сооружений, а именно, повысит надежность и обеспечит ремонтпригодность анодного заземлителя полимерного, увеличивая срок его службы до 50 лет.

- Предложена Обработка нефтяных трубопроводов от микробиологической коррозии биосоставом для снижения интенсивности или предотвращения образования коррозионно-активной биопленки на металлической поверхности, состав, заявленный как настоящее исследование, эффективен для ингибирования коррозии интенсивностью 0.7 миллов в год, и обеспечивает защиту от коррозии;

- Предложено применение стеклопластиковых НКТ. Стеклопластиковое оборудование имеет инновационную ценность, и благодаря своим уникальным свойствам и рекомендуется их внедрение на скважинах системы ППД и добывающего фонда Советского месторождения, перекачивающих коррозионно-агрессивную нефтепромысловую жидкость.

СПНКТ имеют ряд преимуществ по сравнению с стальными НКТ: инертность к коррозионно-агрессивным компонентам (кислоты, соли, щелочи, сероводород и кислородсодержащие соединения), следовательно, отсутствие

процессов коррозии, что препятствует засорению нефтепромыслового оборудования и призабойной зоны пласта продуктами коррозии в виде сульфида железа; небольшая масса стеклопластика (в 4 раза меньше стали); гладкая поверхность стеклопластиковых труб препятствует созданию центров кристаллизации соле- и парафиноотложений, соответственно уменьшается риск их образования, что в свою очередь положительно сказывается на снижении гидравлического сопротивления восходящему потоку жидкости; отсутствие пластической деформации и высокие прочностные характеристики стеклопластика; низкий коэффициент тепло- и электропроводности; срок службы СПНКТ более чем в 2 раза больше стальных НКТ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Юдаш С.Г. Анализ причин отказов трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие нефтегазовые среды / С.Г. Юдаш, В.А. Бишель, Р.Ф. Мамбетов, В.М. Кушнарченко, Р.Н. Узяков, Е.В. Ганин // Интеллект. Инновации. Инвестиции. – 2017. – № 2. – С. 70-77.
2. Бикмасов Р.Г., Резанов К.С. Нефтепроводы из композитных труб как решение проблемы коррозионного разрушения // Наука и образование сегодня. – 2021. – № 2 (61). – С. 34-36.
3. Контроль целостности трубопроводов – развитие неинтрузивных методов контроля зон коррозии: информационный бюллетень [Электронный ресурс] // Rohar. – 2018. – Режим доступа: <https://www.emerson.ru/ru-ru/support/white-papers>.
4. Мустафин Ф.М., Кузнецов М.В., Быков Л.И. Защита от коррозии. Т. 1. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2004. – 806 с
5. Салманов В.Н. «Борьба с коррозией в нефтяной промышленности» // Научное сообщество студентов XXI столетия. технические науки: сб. ст. по мат. LIX междунар. студ. науч.-практ. конф. № 11(58). URL: [https://sibac.info/archive/technic/11\(58\).pdf](https://sibac.info/archive/technic/11(58).pdf)
6. Каландаров Н. О. Защита от коррозии оборудования первичной подготовки нефти // Молодой ученый. — 2016. — №9. — С. 173-175. — URL <https://moluch.ru/archive/113/28513/>
7. Абдрахманова К.Н. Проблемы защиты от коррозии при эксплуатации трубопроводных систем и оборудования нефтегазовой отрасли / К.Н. Абдрахманова, И.А. Дягилев, Н.Х. Абдрахманов, Р.А. Шайбаков // Безопасность техногенных и природных систем. – 2020. – № 3. – С. 39-46.
8. Дремичева Е.С., Зверева Э.Р. Изучение коррозионных процессов нефтяного оборудования // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2018. – Т. 20, № 1-2. – С. 138-143.

9. Петров С.С. Коррозионное разрушение металла нефтегазопроводных труб в процессе эксплуатации и при лабораторных испытаниях / С.С. Петров, Р.А. Васин, Ж.В. Князева, Д.И. Андриянов, Е.С. Сургаева // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18, № 4. – С. 102- 112.
10. Медведева М.Л., Мурадов А.В., Прыгаев А.К. Коррозия и защита магистральных трубопроводов и резервуаров: учеб. пособие для вузов нефтегаз. профиля. – М.: Издат. центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013. – 250 с.
11. Гурбанов Г.Р.О., Адыгезалова М.Б.К., Пашаева С.М.К. Исследование универсального комбинированного ингибитора для нефтегазовой промышленности // Известия высших учебных заведений. Серия: Химия и химическая технология. – 2020. – Т. 63, № 10. – С. 78-89.
12. Пат. 209467 U1. Анодный заземлитель полимерный / В.Е. Одегов, В.В. Бурма, С.М. Шквара, С.В. Ленько; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственная компания "ПромТехМастер" (RU). - № 2021120391; заявл. 12.07.2021; опубл.16.03.2022.
13. Пат. 2766503 U1. Обработка нефтяных трубопроводов от микробиологической коррозии биосоставом/ М. Кумар, П.Ч. Саху, С.К. Пури; заявитель и патентообладатель Индиан Оил Корпорейшн Лимитед. - № 202021016688; заявл. 17.04.2020; опубл.15.03.2022.
14. Серебряков А.Н., Мотузов И.С. Коррозия нефтепромыслового оборудования и мероприятия по противокоррозионной защите на нефтяном месторождении Каракудук (западный Казахстан) // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. – 2017. – Т. 18, № 2. – С. 174-181.
15. Данякин Н.В., Сигида А.А. Способы и механизмы применения ингибиторов коррозии металлов и сплавов // Auditorium. – 2017. – № 2 (14). – С. 132-140.

16. Овчинников К.А., Ермолина Л.В. Способы смягчения коррозии в нефтегазовой отрасли и оптимизация затрат на основе импортозамещения // Основы экономики, управления и права. – 2020. – № 4 (23). – С. 19-25.
17. Жолдасбоев Р. О прогнозе рисков и выбор технологий борьбы с коррозионным разрушением нефтепромыслового оборудования при добыче нефти / Р. Жолдасбоев, С. Очиллов, А.А. Умирзоков, А.Н. Караманов // Scientific progress. – 2021. – № 2. – С. 234-241.
18. Хайдарова Г.Р. Разработка и испытание свойств ингибиторов коррозии на основе четвертичных аммониевых соединений / Г.Р. Хайдарова, А.С. Тюсенков, Д.Е. Бугай, Г.З. Раскильдина, А.А. Исламутдинова, Г.М. Сидоров // Известия высших учебных заведений. Серия: Химия и химическая технология. – 2018. – Т. 61, № 7. – С. 130-136.
19. Насыров А.М. К вопросу совершенствования нефтяного оборудования. Нефтепромысловое дело/ А.М. Насыров, И.А. Орлов, В.А. Насыров. 2006. №3 . С. 40-42.
20. ТУ 2296-001-26757545-2008г. Трубы стеклопластиковые насосно-компрессорные, обсадные, линейные и фасонные изделия
21. Малыхина Л.В., Мутин И.И., Сахабутдинов К.Г. Опыт применения стеклопластиковых труб в ОАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство, №4, 2009 г., С.99

ПРИЛОЖЕНИЕ А

НАИМЕНОВАНИЕ ВОДОНОСНОГО КОМПЛЕКСА, ПЛАСТОВ ПАРАМЕТРА	АПТ-АЛЬБ-СЕНОМАНСКИЙ - V		ГОТЕРИВ-БАРРЕМСКИЙ - IV																					
			АВ1			АВ2			АВ3			АВ4			АВ6		АВ8							
	СРЕДНЕЕ	ДИАПАЗОН	СРЕДНЕЕ	ДИАПАЗОН	СРЕДНЕЕ	ДИАПАЗОН	СРЕДНЕЕ	ДИАПАЗОН	СРЕДНЕЕ	ДИАПАЗОН	СРЕДНИЕ	ДИАПАЗОН	СРЕДНЕЕ	ДИАПАЗОН	СРЕДНИЕ	ДИАПАЗОН	СРЕДНЕЕ	ДИАПАЗОН	СРЕДНЕЕ	ДИАПАЗОН				
	ЗНАЧЕНИЯ	ИЗМЕНЕНИЯ	ЗНАЧЕНИЯ	ИЗМЕНЕНИЯ	ЗНАЧЕНИЯ	ИЗМЕНЕНИЯ	ЗНАЧЕНИЯ	ИЗМЕНЕНИЯ	ЗНАЧЕНИЯ	ИЗМЕНЕНИЯ	ЗНАЧЕНИЯ	ИЗМЕНЕНИЯ	ЗНАЧЕНИЯ	ИЗМЕНЕНИЯ	ЗНАЧЕНИЯ	ИЗМЕНЕНИЯ	ЗНАЧЕНИЯ	ИЗМЕНЕНИЯ	ЗНАЧЕНИЯ	ИЗМЕНЕНИЯ				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22			
Газосодержание, м3/м3	н/опр		н/опр		н/опр		н/опр		н/опр		н/опр		н/опр		н/опр		н/опр		н/опр		н/опр			
Плотность воды, кг/м3																								
- в стандартных условиях	1.010		1.013		1.010-1.016		1.012		1.012-1.015		1.014		1.012-1.016		1.013		1.013		1.012-1.015		1.015		1.014-1.015	
- в условиях пласта	н/опр		н/опр		н/опр		н/опр		н/опр		н/опр		н/опр		н/опр		н/опр		н/опр		н/опр		н/опр	
Вязкость в условиях пласта, МПа.с			0,465-0,565		0,465-0,565		0,465-0,565		0,465-0,565		0,465-0,565		0,465-0,565		0,465-0,565		0,465-0,565		0,465-0,565		0,465-0,565		0,465-0,565	
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа × 10-4	н/опр		н/опр		н/опр		н/опр		н/опр		н/опр		н/опр		н/опр		н/опр		н/опр		н/опр		н/опр	
Объемный коэффициент, доли ед.	н/опр		н/опр		н/опр		н/опр		н/опр		н/опр		н/опр		н/опр		н/опр		н/опр		н/опр		н/опр	
Химический состав вод, (мг/л)/мг-экв/л	мг/л//мг-экв/л		мг/л		мг/л//мг-экв/л		мг/л		мг/л//мг-экв/л		мг/л		мг/л//мг-экв/л		мг/л		мг/л//мг-экв/л		мг/л		мг/л//мг-экв/л		мг/л	
Na+ + K+	748 4	25 1	5322- 83122	637 7	27 9	5417-7019	637 90	28 0	5890-6987	617 9	30 5	5633-6688	650 9	28 1	6453-6592	673 2	299	6219-7245	668 1	27 8	6518-6932			
Ca2+	455	22	300.6-802	115 8	55. 8	840-1940	107 4	54	440-1362	162 3	84	1402-1805	136 7	66	1302-1569	143 4	75	1062-1588	164 3	83	1543-1703			
Mg2+	111 2	9	12-425	89	8	12-194	103. 9	7	48-170	123	10	48-180	141	11	121-219	97	8	48-146	52	8	48-60			
Cl -	969 0	27 9	8165- 14534	120 70	33 9	10989- 12780	119 39	34 0	11431- 12531	130 87	39 7	12478- 13546	131 70	35 5	12390- 13525	131 06	380	12407- 13845	133 23	36 7	13045- 13754			
НСО3-	165	2	18-305	115	2	12-207	139	2	85-189	85	2	24-146	97	2	97	113	2	36-146	93	2	85-109			

CO32-	н/опр			н/опр			н/опр			н/опр			н/опр			н/опр											
SO42-	н/опр			отсут			отсут			отсут			отсут			отсут											
NH4 +	н/опр		24		1.0-50	23		10.0-37	19		15-22	17		17-18	32		15-50	33		17-1960							
Br -	н/опр		52		26-84	40		13-63	66		48-83	58		33-83	65		48-77	52		50-53							
J -	08.май		16		1.0-54	15		6,0-28	18		9.0-26	21		9.0-26	20		12.0-31	13		12.0-14							
B 3+	н/опр			н/опр			н/опр			н/опр			н/опр			н/опр			н/опр								
Li +	н/опр			н/опр			н/опр			н/опр			н/опр			н/опр			н/опр								
Sr 2+	н/опр			н/опр			н/опр			н/опр			н/опр			н/опр			н/опр								
Rb +	н/опр			н/опр			н/опр			н/опр			н/опр			н/опр			н/опр								
Cs +	н/опр			н/опр			н/опр			н/опр			н/опр			н/опр			н/опр								
Общая минерализация, г/л	16.июн		13,5-24		19.авг		18.09-21.2		20.21		19.84-21.15		21.33		20.25-22.14		21.43		20.36-22		21.51		20.26-22.8		21.79		21.35-25.50
Водородный показатель, рН	06.авг		5-8,6																								
Жесткость общая, (мг-экв/л)					69.4				97.6				88.3				81.2					79.5				89	
Количество исследованных проб (скв)	45 (14)			116 (111)			11 (7)			4 (3)			3 (3)			9 (6)			3 (3)								