

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Повышение эффективности работы системы нефтесборных коллекторов на XXXXXXXXXX месторождении»

УДК 622.692.4.004 (571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Г	Папонин И.Ю.		20.05.2016 г.

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Богданова Ю.В.	к.ф.-м.н, доцент		20.05.2016 г.

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Белозерцева О.В	к.э.н, доцент		04.05.2016 г.

По разделу «Расчетный конструктивно-технологический раздел»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В	к.п.н		11.05.2016 г.

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев М.В.	доцент		16.04.2016 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		12.05.2016 г.

Томск – 2016г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП
21.03.01 Нефтегазовое дело

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

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
Р10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р11	<i>Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»
Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

_____ Рудаченко А.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21Т	Папонин И.Ю.

Тема работы:

«Повышение эффективности работы системы нефтесборных коллекторов на [REDACTED] месторождении»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	20.04.2016 г. № 3075/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

20.05.2016 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Объектом исследования является [REDACTED] система нефтесборных коллекторов [REDACTED] месторождения, город Томск, Россия. Определение оптимальных решений, позволяющих существенно сократить количество потерь добываемого продукта, при транспортировке.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Нефтеборные коллекторы ██████████ месторождения; 2. Трубопроводы из полимерных материалов; 3. Надёжность нефтепровода; 4. Повышение эффективности работы нефтеборных коллекторов; 5. Гидравлический расчет, расчет на прочность и устойчивость промышленного трубопровода.
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Белозерцева О.В, к.э.н, доцент</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Гуляев М.В., доцент</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p> </p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>29.10.2015 г.</p>
--	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Богданова Ю.В.	к.ф-м.н, доцент		29.10.2015 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Папонин И.Ю.		29.10.2015 г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21Т	Папонин Иван Юрьевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

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

1. Расчет затрат на горюче- смазочные материалы, используемые техникой, участвующей в устранение разгерметизаций трубопровода и их последствий	Произведен расчет по затратам горюче-смазочных материалов для двух единиц техники: машины вакуумной на базе автомобиля «Урал» и экскаватора «Хитачи»
2. Расчет и сравнение затрат на строительство трубопровода из стальных материалов и полимерных	Расчет затрат и экономическая оценка выполнения работ по сооружению трубопровода из полимерных напорных труб

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	04.03.2016 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Белозерцева О.В.	к.э.н, доцент		04.03.2016 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Папонин Иван Юрьевич		04.03.2016 г.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
32Б21-Т	Папонин Иван Юрьевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» Профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования)

Рабочее место расположено на открытом воздухе. Система нефтесборных коллекторов располагается в таежной зоне Западной Сибири, в Томской области. Местность представляет собой болота. Климат умеренно- континентальный. При ремонте нефтепровода могут возникать вредные и опасные факторы для здоровья человека. Негативное воздействие на окружающую природу сводится к минимуму. В редких случаях возможно возникновение аварийных ситуаций.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев М.В.	доцент		16.03.2016 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Папонин Иван Юрьевич		16.03.2016 г.

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»
 Уровень образования бакалавриат
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.05.2016 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
04.04.2016	<i>Обзор литературы</i>	10
15.04.2016	<i>Изучение технологий повышения эффективности работы системы нефтесборных коллекторов</i>	20
25.04.2016	<i>Разработка комплекса мер по повышению эффективности работы системы нефтесборных коллекторов на Майском месторождении</i>	20
30.04.2016	<i>Расчетная часть</i>	20
06.05.2016	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
12.05.2016	<i>Социальная ответственность</i>	10
17.05.2016	<i>Заключение</i>	5
18.05.2016	<i>Презентация</i>	5
	Итого:	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Богданова Ю.В.	к.ф-м.н, доцент		29.10.2015 г.

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		29.10.2015 г.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В работе были использованы следующие определения:

Нефтепровод- сооружение из труб, соединительных деталей и арматуры для передачи на расстояние нефти.

Нефтесборный коллектор- трубопровод для транспорта продукции нефтяных скважин от замерных установок до пунктов первой ступени сепарации нефти.

Отказ- потеря способности выполнять требуемые функции.

Давление рабочее- рабочее давление наибольшее избыточное давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации нефтепровода

Перекачка- процесс перемещения нефти (нефтепродуктов) по трубопроводу.

Эксплуатация нефтепровода- использование магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода) по назначению, определенному проектной документацией.

Реконструкция- изменение параметров участков трубопровода, которое влечет за собой изменение первоначально установленных показателей их функционирования (производительности, рабочего давления) или при котором требуется изменение границ полос отвода и (или) охранных зон таких объектов.

Резервная нитка- трубопровод, проложенный параллельно основному нефтепроводу для обеспечения резервирования на случай ее повреждения

Запорная арматура- арматура, предназначенная для перекрытия потока рабочей среды с определенной герметичностью.

					Повышение эффективности работы системы нефтесборных коллекторов на ██████████ месторождении			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Папонин И.Ю.					11	111
Руковод.		Богданова Ю.В.				ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Консульт.		Брусник О.В.						
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

Клиновья задвижка- задвижка, у которой уплотнительные поверхности затвора расположены под углом друг к другу и запирающий или регулирующий элемент выполнен в форме клина.

Коррозия металлов- разрушение металлов вследствие химического или электрохимического взаимодействия их с коррозионной средой.

Безотказность- способность выполнять требуемые функции в заданном интервале времени при данных условиях.

Эффективность- способность удовлетворять требованиям к услуге с заданными количественными характеристиками.

В данной работе были использованы следующие сокращения и обозначения:

НСК- нефтесборный коллектор.

ЗА- запорная арматура

УТОиРТ- участок технического обслуживания и ремонта трубопровода

УПН- установка подготовки нефти

ЕП-8- емкость подземная дренажная

АГЗУ- автоматическая групповая замерная установка

ЗУ- замерная установка

КПП СОД- камера пуска (приема) средств очистки и диагностики

ПК- пикет

БРС- быстроразъемное соединение

ШВД- шланг высокого давления

ГСМ- горюче- смазочные материалы

ЧС- чрезвычайная ситуация

СИЗ- средства индивидуальной защиты

СИЗОД- средства индивидуальной защиты органов дыхания

В работе были осуществляется ссылка на следующие стандарты:

ГОСТ 5272-68 Коррозия металлов. Термины.

ГОСТ Р 52720- 2007 Арматура трубопроводная. Термины и определения.

ГОСТ Р 53480-2009 Надежность в технике. Термины и определения.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ГОСТ 27.301-95. Надежность в технике. Расчет надежности. Основные положения.

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

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

ГОСТ 12.4.002-97 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты рук от вибрации. Технические требования и методы испытаний.

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1).

ГОСТ Р 22.0.01-94 Безопасность в ЧС. Основные положения.

ГОСТ 12.1.038-82 Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

ГОСТ 12.1.004- 91 Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.010- 76 Взрывобезопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.3-003-86* Работы электросварочные. Требования безопасности.

ГОСТ 12.3.033-84 Строительные машины. Общие требования безопасности при эксплуатации.

ГОСТ 12.3.016-87 Строительство. Работы антикоррозионные. Требования безопасности.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 111 с, 21 рис., 19 табл., 37 источников.

Ключевые слова: нефтесборный коллектор, эксплуатационная надежность, запорная арматура, коррозия, режим течения жидкости, структура потока жидкости, полимерная высоконапорная труба, приемка нефтепровода.

Объект исследования: система нефтесборных коллекторов ██████████ месторождения.

Цель работы: выбор комплекса технологических мероприятий по повышению эффективности работы системы нефтесборных коллекторов ██████████ месторождения.

Метод проведения работы: измерение, наблюдение, сравнение, анализ.

Полученные результаты и новизна: в качестве новизны было предложено внедрение современных полимерных материалов и изменение принципиальной схемы нефтесборных коллекторов ██████████ месторождения.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технологии эффективной и надежной эксплуатации нефтесборных коллекторов.

Степень внедрения: результаты разработок внедрены в деятельность организации.

Область применения: нефтесборные коллекторы ██████████ месторождения.

Экономическая значимость работы: применение высоконапорной полимерной трубы приводит к сокращению количества отказов. Строительство 1 км трубопровода из полимерного материала составляет, примерно, 4.8 млн. рублей, что не превышает стоимости трубопровода из стальных материалов. Реконструкция схемы промысла позволит сократить время на устранение отказов и потери добываемого продукта.

В дальнейшем планируется более глубокое изучение представленных мер по повышению эффективности работы нефтесборных коллекторов и детальный расчет экономических потерь из-за отказов.

					Повышение эффективности работы системы нефтесборных коллекторов на ██████████ месторождении			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Разраб.		Папонин И.Ю.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Богданова Ю.В.					14	111
Консульт.		Брускини О.В.				ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

Abstract

Graduate qualification work 111 p., 21 fig., 19 tab., 37 sources.

Keywords: oil-gathering collector, functional reliability, stop valves, corrosion, liquid flow mode, liquid flow structure, polymer high-pressure pipe, pipeline acceptance.

The object of study: oil gathering system of manifolds in [REDACTED] deposit.

Objective: choice of the complex of technical measures in order to improve the efficiency of the oil-gathering main system in [REDACTED] deposit.

Method of work: measurement, observation, comparison, analysis.

Obtained results and novelty: The introduction of advanced polymer materials and the change of the concept of oil-gathering collectors in [REDACTED] deposit were proposed as a novelty.

The basic constructive, technological and technical and operational characteristics: the technologies of efficient and reliable operation of oil-gathering collectors.

Degree of implementation: the results of studies are introduced in the organization's activities.

Field of application: oil gathering collectors in [REDACTED] deposit.

The economic significance of the work: the use of high-pressure pipe of polymer leads to a reduction in the number of failures. The construction of the polymer pipeline of 1 km costs approximately 4.8 mln. rubles, that does not exceed the cost of a pipeline made of steel materials. The reconstruction of the field patterns will reduce time for eliminating failure and loss of produced product.

In future a deeper examination of the measures to improve the efficiency of oil-gathering collectors and the detailed calculation of the economic losses due to failures are planned.

					Abstract	Лист
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		151

Оглавление

	С.
Введение	18
1. Обзор литературы	21
2. Информация об объекте	23
2.1 Общие сведения о предприятии и его задачах	23
2.2 Физико – географическая характеристика	28
2.3 Климатическая характеристика	29
2.4 Гидрологическая характеристика	30
2.5 Геологическая характеристика	31
2.6 Конструктивно – техническая характеристика	32
2.7 Возрастной состав	36
3. Технологии повышения эффективности работы системы нефтесборных коллекторов	37
3.1 Характеристика транспортируемой среды	37
3.2 Изучение причин коррозионного износа нефтесборных коллекторов ██████████ месторождения	41
3.3 Выявление участков нефтепровода, с высоким коррозионным воздействием	43
3.4 Методы воздействия на изменение структуры потока и их целесообразность	46
3.5 Анализ рекомендаций по борьбе с коррозией на ██████████ месторождении	47
4. Разработка комплекса мер по повышению эффективности работы системы нефтесборных коллекторов	49

					Повышение эффективности работы системы нефтесборных коллекторов на ██████████ месторождении			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Разраб.		Папонин И.Ю.			Оглавление	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Богданова Ю.В.					16	111
Консульт.		Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

Введение.

В настоящее время нефтедобывающие компании Западной Сибири сталкиваются с такими проблемами, как:

- высокая скорость коррозии на нефтесборных коллекторах
- высокий % потерь добытой нефти, при отказах работы нефтепровода
- большие затраты на устранение последствий разливов нефти

Зачастую происходит это из-за неправильного подхода к строительству и обслуживанию трубопровода, что приводит к снижению эффективности его работы и потере компании прибыли от продажи добытого продукта. Все вопросы, связанные с повышением эффективности работы, являются очень важными, поэтому тема диплома: **«Повышение эффективности работы системы нефтесборных коллекторов на [] месторождении».**

Месторождение с геологической точки зрения- это совокупность нескольких (иногда одна) залежей нефти на определённой территории.

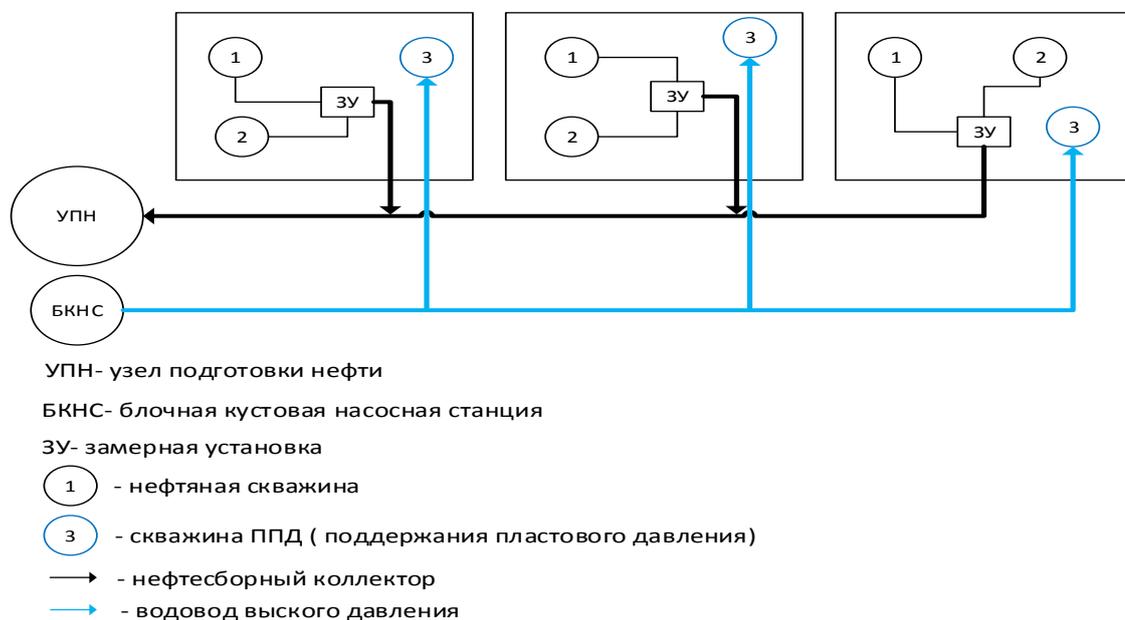


Рисунок 1. Схематичное изображение нефтяного месторождения.

					Повышение эффективности работы системы нефтесборных коллекторов на [] месторождении			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Введение	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Папонин И.Ю.					18	111
Руковод.		Богданова Ю.В.				ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Консульт.		Брусник О.В.						
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

Чтобы добыть нефть необходим комплекс мероприятий по бурению, добыче, транспортировке и подготовке. Для этого необходима совокупность инженерных сооружений (рисунок 1), позволяющая удовлетворить все эти условия.

Цель работы: выбор комплекса технологических мероприятий по повышению эффективности работы системы нефтесборных коллекторов [REDACTED] месторождения.

Для достижения цели необходимо выполнить следующие задачи:

- изучение технической документации, государственных стандартов, руководящих документов, определяющих правильную (безотказную) работу нефтепроводов;
- анализ технологий повышения эффективности работы нефтесборных коллекторов;
- гидравлический расчет и расчет на прочность и устойчивость трубопровода;
- разработка комплекса технологических мероприятий по повышению эффективности работы нефтесборных коллекторов.

Объектом исследования является система нефтесборных коллекторов [REDACTED] нефтяного месторождения и определение оптимальных решений, позволяющих существенно сократить количество потерь добываемого продукта, при транспортировке. Проводимые исследования осуществлялись в рамках действующей нормативно технической документации. Предметом исследования является реконструкция схемы нефтесборных коллекторов на Майском месторождении, с введением в эксплуатацию полимерной высоконапорной трубы.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

Применение на практике, полученных результатов, позволит полноценно реализовывать транспорт добываемой среды, существенно сократив потери при разгерметизации трубопровода.

Апробация работы: технологическая часть и экономическое обоснование разработанного комплекса мер повышения эффективности работы нефтесборных коллекторов ██████████ месторождения были представлены на конференциях:

1. XX Международный научный симпозиум студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова
2. Международная научная конференция, Чехия, г. Карловы Вары-Россия, г. Москва
3. SGEM 2016, 16 International Scientific GeoConference

Полученные результаты являются эффективными в применении с экономической и технической точки зрения и могут быть применены на практике.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

1. Обзор литературы.

При написании данной работы были использованы следующие основные источники литературы и нормативно-правовая документация:

- Quadrant. URL: <http://www.quadrant.com.ua/prichvidkoroz.html>. Дата обращения 18.03.2016.
- Теплинский Ю.А., Быков И.Ю. Управление эксплуатационной надежностью магистральных газопроводов.- М., 2007.- 400 с.
- Отчет о научно-исследовательской работе № 22.01.12 «Проведение экспертизы нефтепромысловых труб», ЗАО ВНИИТнефть г. Самара ,24 апреля 2012 г.- 20 с.
- Технологический регламент на промышленные трубопроводы ██████████ НМ по РД 39-132-94/ Под ред. ООО «Норд Империял», 2014 г.- 37 с.
- Технологический регламент на промышленные трубопроводы Южно-██████████ НМ по РД 39-132-94/ Под ред. ООО «Норд Империял»,
- 2014 г.- 36 с.
- Технология композитов. URL: <http://tk.perm.ru>. Дата обращения 09.03.2016.
- Заключение по результатам исследования металла трубы 219x8,0 компании НПК «Интроскопия», 10.08.12.
- Справка отказов от ведущего специалиста ООО «Норд Империял», 15.02.2016.
- Отчет «Оценка эффективности действия ингибитора коррозии «Аквакор» на ██████████ месторождении», ООО «Норд Империял», 09 декабря 2013 г.- 4с.
- СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы

					Повышение эффективности работы системы нефтесборных коллекторов на ██████████ месторождении			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Разраб.		Папонин И.Ю.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Богданова Ю.В.					21	111
Консульт.		Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

Бесперебойная транспортировка нефти от места добычи до места переработки и потребления является гарантом успешной работы компании и залогом её успеха.

Коррозионные процессы, морально устаревшее оборудование, неэффективное расположение и использование элементов трубопровода, ведет к излишним финансовым затратам, технически усложняет процесс транспортировки, создает дополнительную угрозу жизни и здоровью персоналу, обслуживающему трубопровод.

Добиться положительного результата можно путем поддержания эффективной эксплуатации трубопровода, сократив количество отказов к минимуму и уменьшив потери перекачиваемой среды.

Разработка и внедрение комплекса мер по повышению эффективности работы трубопроводов имеет большое значение для нефтяной промышленности. Реконструкция утвержденной схемы промысла, с внедрением современных полимерных материалов, позволит осуществлять бесперебойную работу системы трубопроводов, без лишних затрат на устранение аварий и их последствий.

					Обзор литературы	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Сведения о предприятии.

2.1 Общие сведения о предприятии и его задачах.

Промысловые нефтесборные трубопроводы эксплуатируются для осуществления транспорта нефти, газа, пластовой воды на участке:

- [REDACTED] месторождения от АГЗУ кустовых площадок № 1, ЗУ кустовых площадок № 2, 3, 4, 5, 6, гребенки куста №5 до узла подключения УПН [REDACTED] месторождения (согласно принципиальной схеме месторождения).
- Южно-[REDACTED] месторождения от ЗУ кустовых площадок № 1, 2, 3, 4 до узла подключения УПН [REDACTED] месторождения (согласно принципиальной схеме месторождения)

Трубопровод проложен подземным способом. Глубина залегания нефтепромысловых трубопроводов не менее 0.8 метров над трубой.

Защита нефтепромысловых трубопроводов в местах пересечения с автодорогами выполнена в защитных футлярах из труб, с условием что диаметр футляров превышает диаметры трубопроводов на 200 мм, а их концы выведены на расстояние 5 метров от бровки земляного полотна автодороги.

Испытание на прочность и проверку на герметичность трубопроводов осуществляют гидравлическим способом.

Технологический режим обеспечивает пропуск запланированного объема нефтегазоводяной эмульсии [REDACTED] нефтяного месторождения с АГЗУ куста №1, ЗУ № 2,3,4,5,6 до УПН [REDACTED] нефтяного месторождения и [REDACTED] нефтяного месторождения с ЗУ № 1, 2, 3, 4 до УПН [REDACTED] нефтяного месторождения [1][2].

					Повышение эффективности работы системы нефтесборных коллекторов на [REDACTED] месторождении			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Разраб.		Папонин И.Ю.			Информация об объекте	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Богданова Ю.В.					23	111
Консульт.		Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

Эксплуатация промышленных трубопроводов возможны следующие режимы работы:

- первый режим подразумевает ведение нормального процесса при транспортировке. В этом случае рабочее (нормативное) давление определяется гидравлическим расчетом трубопроводов по проектным объемам транспортировки жидкости.
- второй режим работы трубопроводов осуществляется при выполнении технологических операций: глушение скважины, промывка, разрядка скважин в коллекторы, отработка скважин компрессором, и другие технологические операции. Для данного случая максимальное давление в трубопроводах определяется по давлению срабатывания предохранительных устройств, и это давление принимается за расчетное давление в трубопроводах.

Внутритрубная очистка нефтепровода от механических примесей, парафиновых и солевых отложений, с целью восстановления пропускной способности труб, предусмотрена очистка горячей нефтью. Очистка осуществляется исходя из изменения гидравлического сопротивления трубопроводов и их гидравлической эффективности [3].

Нормальные условия эксплуатации и устранение возможности повреждения трубопроводов обеспечивается путём установления охранной зоны вдоль трассы трубопроводов в виде участков земли, которые ограничиваются условными линиями, на расстоянии 25 метров от оси трубопровода с каждой стороны. При прохождении более одного трубопровода в одном техническом коридоре охранный зона распространяется на 25 метров от оси крайнего трубопровода.

Объем ремонтных работ на трубопроводах и сроки их выполнения определяет отдел подготовки и транспортировки нефти и газа по результатам осмотров, диагностических обследований, ревизий, по прогнозируемым режимам транспортировки продукта, установленным предельным рабочим давлениям, анализу эксплуатационной надежности в соответствии с

					Информация об объекте	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

местными условиями и требованиями безопасности. Ремонт трубопроводов осуществляется в соответствии с РД 39-132-94 раздел 7.5.6.

Сведения о проведенных ремонтных работах в пятнадцатидневный срок должны быть внесены в исполнительную техническую документацию и паспорт трубопровода.

Мероприятия по техническому обслуживанию и текущему ремонту промышленных трубопроводов проводятся в основном без остановки перекачки.

Ремонт по каждому линейному объекту производится согласно годовому графику планово-предупредительных работ, который утверждается главным инженером Общества.

Текущий ремонт линейных сооружений выполняет линейное звено по обслуживанию и ремонту трубопроводов участка эксплуатации трубопроводов.

Капитальный ремонт трубопроводов выполняется силами персонала участка эксплуатации трубопроводов, могут быть привлечены сторонние организации по отдельным договорам.

Порядок организации работ, регламентация обязанностей и ответственности административно-технического персонала по охране труда и технике безопасности на объектах транспорта нефти и воды определяются следующими документами:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- «Правила безопасности при сборе, подготовке и транспортировании нефти и газа на предприятиях нефтяной промышленности»;
- «Положение о порядке организации работы с персоналом в области охраны труда и промышленной безопасности в ООО «Норд Империял», ООО «Рус Империял Групп».

					Информация об объекте	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Порядок организации работ, регламентация обязанностей и ответственности административно-технического персонала по пожарной безопасности на объектах системы сбора скважинной продукции определяются следующими документами:

- ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования;
- ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности;
- Положением о добровольной пожарной дружине на объектах ООО «Норд Империл».

При эксплуатации трубопроводов и их сооружений должны соблюдаться требования нормативно-технической документации:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом от 12 марта 2013г. №101;
- СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования»;
- СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»;
- ГОСТ 12.3-003-86* «Работы электросварочные. Требования безопасности»;
- ГОСТ 12.1.013-78 «Строительство. Электробезопасность. Общие требования»;
- ГОСТ 12.3.009-76* «Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности»;
- Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения (Приказ №533 от 12 ноября 2013г.);
- ГОСТ 12.2.063-81* «Арматура промышленная трубопроводная. Общие требования безопасности»;
- ГОСТ 12.3.033-84 «Строительные машины. Общие требования безопасности при эксплуатации»;
- ГОСТ 12.3.016-87 «Строительство. Работы антикоррозионные. Требования безопасности»;

- «Типовая инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ», утвержденная Госгортехнадзором СССР 20.02.85г., М., Недра, 1986г.;
- Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ (ред. от 10.07.2012) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов»;
- «Правила противопожарного режима в Российской Федерации».

Работы в охранной зоне трубопровода сторонним организациям запрещаются без письменного согласия организации, эксплуатирующей трубопровод.

Трасса по оси трубопроводов периодически расчищается от поросли в пределах 3 метров и содержится в безопасном противопожарном состоянии.

На щите-указателе приведена следующая информация: наименование трубопровода, местоположение оси трубопровода от основания знака, привязка знака по трассе (по километрам или пикетам), направление и ширина охранной зоны, телефон, адрес и наименование организации, эксплуатирующей данный трубопровод. На углах поворота, через каждый километр по трассам установлены опознавательные знаки в виде щитов-указателей высотой 1,5-2 метра от поверхности земли [3].

Контроль глубины заложения производят через 500 м по трассам трубопроводов. Фактическая глубина контролируется визуально два раза в год шурфованием или один раз в три года трассоискателем.

Для обеспечения нормальной работы нефтесборных коллекторов ██████████ месторождения и поддержания его эксплуатационной надежности, необходимо учитывать факты коррозионного износа и его последствий. Под процессом коррозии понимается результат преодоления и взаимодействия между атомами или молекулами, которое происходит под влиянием различных окислительных агентов, термического, радиационного и другого

					Информация об объекте	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

воздействия. Результатом указанных воздействий являются различные деструктивные процессы

Для защиты трубопроводов от внешней коррозии предусмотрена изоляция усиленного типа одним слоем полиэтиленовой ленты «Полилен» и одним изоляция двумя слоями ленты и двумя слоями обертки.

Во время ревизии трубопроводов мониторинг скорости коррозии осуществляется неразрушающими методами. Основными методами контроля при проведении диагностики внутрипромысловых трубопроводов являются: ультразвуковой, радиографический, акустический. При определении изменений структуры и свойств металла элементов трубопровода используется электромагнитные структуроскопы.

2.2 Физико-географическая характеристика.

В административном отношении ████████ нефтяное месторождение принадлежащее нефтедобывающей компании «Норд Империл», находится на юге Каргасокского района Томской области. В летнее время путь до промысла пролегает по дорогам Томской области, с дальнейшей пересадкой в селе Новиково на вертолет, примерно по этому же маршруту доставляют провиант, технику и оборудование. Зимний период позволяет существенно экономить на доставке грузов, используя зимники, которые начинают эксплуатироваться при низких температурах, обеспечивающие промерзание грунтов в болотной местности. Так же идет сокращение финансирования доставки людей до промысла в зимнее время путем перелета с поселка «Кедровый». Общая протяженность трассы, вдоль которой идет трубопровод промысловый трубопровод майского месторождения, находящейся на обслуживании службы УТОиРТ, составляет чуть больше 11000 метров.

Нефтепровод пересекает 9 водных преград, ширина которых варьируется от 2 до 10 метров в половодье, и сравнительно небольшой глубиной от 0.5 до 3 метров. Из них 6 небольших ручьев и 3 реки: Васюган,

					Информация об объекте	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

Елизаровка, Малиновый Ключ. Из всех водных объектов, находящихся на территории майского месторождения только река Васюган, и как правило только в половодье, является судоходной [1][2].

2.3 Климатическая характеристика.

Климат района отличается продолжительной суровой зимой и коротким, но теплым летом. В течение года наблюдаются значительные колебания температуры воздуха. Самый холодный месяц года – январь при среднемесячной температуре воздуха - 20.9°C. Амплитуда среднемесячной температуры между январем и июлем составляет 37.7°C. Температура воздуха средняя по месяцам приведена в таблице 2.1 Средняя продолжительность безморозного периода составляет 82 дня.

Таблица 2.1- Среднегодовая температура

месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
t, град С	-20.9	-17.1	-10.0	-0.3	7.8	14.3	16.8	13.9	8.4	0.1	-11.1	-18.6	-1.4

Наиболее тёплый период со среднесуточной температурой выше 15°C в среднем длится 49 дней. Абсолютный минимум температуры воздуха - 55°C, абсолютный максимум +37°C. Расчётная температура самой холодной пятидневки -38°C.

По количеству осадков данный район относится к зоне достаточного увлажнения. Наибольшее количество осадков приходится на июнь, июль и август месяцы, наименьшее на февраль. Годовое количество осадков 492 мм. Данные среднемесячного количества осадков по показаниям осадкомера (мм) приведены в таблице 2.2.

2.5 Геологическая характеристика.

██████ месторождение занимает свое место на глинистом грунте, то есть грунте, который более чем на половину состоит из очень мелких частиц размером менее 0,01 мм.

Таблица 2.3- Классификация глинистого грунта

супесь	суглинок	глина
глинистый грунт, который содержит не более 10 % глинистых частиц, оставшуюся часть занимает песок. Супесь наименее пластичная из всех глинистых грунтов, при ее растирании между пальцами чувствуются песчинки.	глинистый грунт, который содержит от 10 до 30 процентов глины. Этот грунт достаточно пластичен, при растирании его между пальцами не чувствуются отдельные песчинки.	грунт, в котором содержание глинистых частиц больше 30%. Глина очень пластичная, хорошо скатывается в шнур.

Все глинистые грунты под действием нагрузки от фундамента подвержены осадке. Поэтому все вопросы, связанные со строительством, представляют собой немалую проблему. Участки земли под кусты, дороги, резервуары и другие крупные объекты отсыпают щебнем и песком, поверх укладывая бетонные плиты. Так же глинистая порода несет немалую опасность и для техники. Зачастую чтоб добраться по поврежденного участка трубопровода, приходится укладывать лежневку, что несет за собой значительное увеличение затрат времени на устранение аварийной ситуации и борьбу с её последствиями.

					Информация об объекте	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

2.6 Конструктивно – техническая характеристика.

Конструктивно- техническая характеристика промыслового нефтепровода ██████████ месторождения приведена в таблице 2.4.

Таблица 2.4- Характеристика нефтепроводов

Наименование	Ду, мм	Протяженн ость, м	Материал	Камера пуска	Камера приема
НСК скв.№5 Куст №3 Ю.М.	114*8	411	сталь, 13ФХА	-	-
НСК Куст №3 Ю.М.- Врезка Куст №1 Ю.М.	219*8	3539	сталь, 09Г2С (с внутр. покр.)	-	-
НСК Куст №1 Ю.М.- Куст №4 ██████████	159*8	2300	сталь, 13ФХА	00+00 ПК	ПК 75+00
	159*8	1700	сталь, 13ФХА (с внутр. покр.)		
	159*8	4536	сталь, 09Г2С		
НСК Куст №1 Ю. ██████████- Врезка 60+50 ПК Куст №2 Ю. ██████████- УПН «██████████»	159*19	2700	пластик, гибкая высокона- порная труба	-	-

Таблица 2.4- Характеристика нефтепроводов

Наименование	Ду, мм	Протяжен ность, м	Материал	Камера пуска	Камера приема
НСК Куст №1 Ю. ██████ - Врезка 60+50 ПК Куст №2 Ю. ██████ ██████	159*19	2700	полиэтилен, гибкая высокона- порная труба	-	-
НСК Куст №2 Ю. ██████ ██████»	159*8	950	сталь, 13ФХА	Не эксплуа- тируется	Не эксплуа- тируется
	219*8	3900	сталь, 13ФХА (с внутр. покр.)		
	219*8	2200	сталь, 13ФХА (с внутр. покр.)		
	219*8	4575	сталь, 09Г2С		
НСК Куст №5 ██████ ██████ ██████	159*8	751	сталь, 09Г2С	-	-
	159*10	462	сталь, 09Г2С		
	159*8	1401	сталь, 09Г2С		

Таблица 2.4- Характеристика нефтепроводов

НСК точка врезки Куст №6 ██████████ – точка врезки НСК Куст №4 ██████████ ██████████	219*8	1016	сталь, 09Г2С	-	-
	159*8	235	сталь, 09Г2С	-	-
НСК Куст №4 ██████████ - УПН ██████████ НСК Куст №4 ██████████ ██████████	219*8	10	сталь, 09Г2С	-	-
	219*8	20	сталь, 09Г2С		
	219*8	370	сталь, 09Г2С		
	219*8	60	сталь, 09Г2С		
	219*8	180	сталь, 09Г2С		
	219*8	4274	сталь, 09Г2С		
НСК Куст №1- ██████████»	159*6	506	сталь, 09Г2С	-	-
	159*10	991	сталь, 09Г2С		

Таблица 2.4- Характеристика нефтепроводов

НСК АГЗУ расширение Куст №1 [REDACTED] АГЗУ Куст №1 [REDACTED] бис	159*6	242	сталь, 09Г2С	-	-
НСК АГЗУ расширение Куст №1 [REDACTED] АГЗУ Куст №1 [REDACTED] бис	159*6	242	сталь, 09Г2С	-	-
НСК АГЗУ Куст №1 [REDACTED] бис- АГЗУ Куст №1 [REDACTED]	125*14.7	390	пластик, гибкая высокона- порная труба	-	-
НСК Куст №2 [REDACTED] УПН [REDACTED]	114*10	262	Сталь, 09Г2С	-	-
НСК Куст №3 [REDACTED] [REDACTED]	90*10.6	1021	пластик, гибкая высокона- порная труба	-	-

2.7 Возрастной состав.

Нефтепроводы ██████████ месторождения находятся в эксплуатации около восьми лет. Опыт эксплуатации показал, что для промысловых нефтепроводов- это длительный срок службы, и как следствие, число аварий с тяжелыми последствиями возрастает. В качестве основного метода повышения надежности нефтепровода применялся капитальный ремонт со сплошной заменой труб. За время моей работы в компании с 2011 по 2014 год было заменено около 80% нефтепровода промысла.

На данный момент 60% участка нефтепровода имеет срок эксплуатации около года, 20% - до 2 лет эксплуатации, 15% - от 2 до 6 лет, и лишь 5 % составляет нефтепровод, введенный в эксплуатацию в 2008 году.

					Информация об объекте	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

3. Технологии повышения эффективности работы системы нефтесборных коллекторов

3.1 Характеристика транспортируемого продукта

Нефть куста для ██████████ месторождения можно классифицировать как средняя по плотности, вязкая, парафинистая, сернистая, смолистая. Относится к 1 классу и 1 типу по ГОСТ Р 51858-2002:

- легкую (плотность нефти в поверхностных условиях составляет 843 кг/м³);
- малосернистую (содержание серы – 0,3%);
- смолистую (содержание смолисто-асфальтеновых веществ – 5,8%);
- высокопарафинистую (содержание парафинов – 7,73%);
- с высоким содержанием светлых фракций (объемное содержание выкипающих фракций до 350°С составляет 61%) [1][2].

В нефтесборных трубопроводах перекачиваются нефть, газ и пластовая вода.

Основные физико-химические свойства транспортируемой нефти приведены в таблице 3.1.

					Повышение эффективности работы системы нефтесборных коллекторов на ██████████ месторождении			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Технологии повышения эффективности работы системы нефтесборных коллекторов	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Папонин И.Ю.					37	111
Руковод.		Богданова Ю.В.				ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Консульт.		Брусник О.В.						
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

Таблица 3.1- Физико- химические свойства нефти [REDACTED] месторождения

Наименование		Ед. изм.	Значение	
			Пласт Ю14-15	Пласт Ю3-4
Плотность нефти в поверхностных условиях		кг/м ³	797,4	843
Вязкость, мПа·с при 20° С		мПа·с	35,3	8,9
при 50° С		мПа·с	3,9	6,8
Температура застывания		° С	+16,9	+5,1
Массовое содержание	Серы	%	Отс.	0,30
	Смол силикагеновых	%	1,72	4,89
	Асфальтенов	%	1,58	0,91
	Парафинов	%	17,78	7,73
	Солей	%	-	-
	Воды	%	-	-
	Мех.примесей	%	1,2	0,18
Объемный выход фракций, %		н.к.100° С	6	5
		до 150° С	18	17
		до 200° С	28	27

Минерализация пластовой воды (Ю1) [REDACTED] месторождения составляет ~36 г/л, плотность ~ 1,027 г/см³, среда – слабо-кислая. Вязкость пластовой воды – 0,382 МПа*с.

По соотношению главных компонентов ионно-солевого состава тип пластовых вод хлоридно-кальциевый. Состав и плотность пластовой воды представлены в таблице 3.2

Таблица 3.2 Состав и плотность пластовой воды

№ п/п	Наименование показателя	Значение показателя по скважинам		
		32	32	36
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
1	Плотность, г/см ³	1,021	1,027	1,020
2	pH	6,8	6,3	6,0
	Ионный состав, мг/л			
3	Cl-	16166,7	21702,0	15265,0
4	HCO ₃ ⁻	1439,6	420,9	579,5
5	CO ₃ ⁻	Отс.	Отс	Отс.
6	Ca ²⁺	1293,5	1309,4	1120,0
7	Mg ²⁺	134,1	137,0	96,0
8	Fe общее	70	1,4	32,0
9	SO ₄ ²⁻	14,4	1,6	42,0
10	NH ₄ ⁺	250	50,0	87,0
11	N ₀₂ -, N ₀₃ -	Отс.	Отс	Отс.

Тип пластовой воды хлоридно-натриевый с минерализацией до 34 г/л.

Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти представлен в таблице 3.3 [1][2].

Таблица 3.3- Компонентный состав нефтяного газа и пластовой нефти

	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Пластовая нефть	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть		выделившийся газ	нефть	
	%%	%%		%%	%%	
	МОЛЬ	МОЛЬ		МОЛЬ	МОЛЬ	
	Пласт Ю ₁ ³⁺⁴			Пласт Ю ₁₄₋₁₅		
Сероводород	-	-	-	-	-	-
Углекислый газ	1,85	0	0,55	1,7	0	1,19
Азот + редкие, в т.ч. гелий	2,88	0	0,84	2,28	0	1,59
метан	56,34	0,12	15,19	66,73	0,05	46,56

Таблица 3.3- Компонентный состав нефтяного газа и пластовой нефти

этан	9,83	0,31	2,95	9,53	0,26	6,73
пропан	15,51	2,01	5,90	8,65	1,1	6,36
изобутан	3,26	1,06	2,38	2,81	1,04	2,27
бутан	6,42	3,45	3,61	3,95	2,44	3,49
изопентан	1,61	2,37	2,36	1,39	2,34	1,68
н.пентан	1,51	3,25	2,59	1,28	3,22	1,87
Гексаны + остаток	0,81	87,45	63,64	1,68	89,55	28,26
Молекулярная масса	27,461	174,70	122,9	26,124	214	82,95
Плотность						
- газа, кг/м ³	1,208	-	-	1,09	-	-
- газа отнэ. (по воздуху)	1,002	-	-	0,905	-	-

Коррозионная агрессивность продукции скважин обусловлена растворенными в пластовой воде солями (ионы [Cl⁻], [НСО₃⁻]), углекислым газом, рН воды (ионы [Н⁺]), для защиты промысловых трубопроводов от коррозии предусмотрена подача ингибитора коррозии «Акватек» в коллекторы продукции скважин от установок автоматизированных групповых замерных.

3.2 Изучение результатов причин коррозионного износа нефтесборных коллекторов.

По причине взаимодействия металла с агрессивной пластовой водой произошли коррозионные повреждения металла труб (рисунок 3.1).



Рисунок 3.1. Коррозия металла на [REDACTED] месторождении, г. Томск, Россия

Часть присутствующих механических примесей (продукты коррозии и другие взвешенные частицы) участвуют в постоянном эрозионном воздействии на защитную пленку $FeCO_3$ в нижней части трубы. Поэтому по нижней образующей труб происходит постоянное механическое удаление пленки $FeCO_3$.

Коррозионные повреждения металла труб произошли по механизму углекислотной коррозии, являющейся следствием присутствия в транспортируемой среде растворенных газов.

Специфика коррозионного разрушения по нижней образующей труб может быть обусловлена особенностями гидродинамики течения газожидкостных потоков по нефтепроводам.

Растворенные газы CO_2 и H_2S в транспортируемой среде так же оказывают негативное влияние на металл [4].

На момент вынесения заключений радикально изменить ситуацию при использовании металлических труб не представлялось возможным.

В условия недостаточно высокой скорости потока (0,1-0,9 м/сек), формируется расслоенная структура течения (рисунок 3.2). Вода выделяется в отдельную фазу. Поверх воды будет двигаться нефтяная эмульсия.



а) Волновая структура потока «нефть- вода»



б) Расслоенная структура потока «нефть-вода»

Рисунок 3.2. Противоположные структуры течения среды

Компанией ЗАО «ВНИИТнефть» города Самары, были проведены исследования на данном объекте и получены следующие результаты:

1) Разрушения произошли по причине взаимодействия эрозионно-абразивных и коррозионных процессов.

2) Разрушение происходит по механизму углекислотной коррозии, протекающий следующим образом:

- по нижней образующей трубы происходит отложение карбоната железа $FeCO_3$, с последующем его отслоением, как защитной пленки по причине абразивного воздействия взвешенных частиц.

- обнаженный участок металла и остальная поверхность трубы, покрытая осадком, образуют гальваническую макропару, где металл является анодом, а поверхность трубы - катодом. Начинается интенсивный процесс коррозии.

- приэлектродный слой обогащается ионами железа и создаются условия для осаждения карбоната железа $FeCO_3$, который блокирует

коррозию. Участки язв, где происходит отслоение $FeCO_3$, вновь превращаются в активные аноды.

3) Разрушение по нижней образующей труб обусловлена особенностями гидродинамики течения газожидкостных потоков и их структуры. Для уменьшения скорости коррозии применение ингибиторов коррозии смысла не представляет поскольку защитная пленка ингибитора будет непрерывно удаляться с металла.

3.3 Выявление участков нефтепровода, с низкой скоростью перекачиваемого продукта

Используя формулы из курса гидравлики, зная диаметр и толщину стенки трубы, расход нефти и газа, полученный в результате замера на АГЗУ, можем рассчитать среднюю скорость перекачиваемого продукта по формулам:

1) Секундный расход жидкости:

$$Q_{с.ж.} = \frac{Q_{жс}}{3600 \cdot 24} \text{ м}^3 / \text{сутки}, \quad (3.1)$$

где, $Q_{жс}$ - расход жидкости, $\text{м}^3 / \text{сутки}$;

2) Секундный расход газа:

$$Q_{с.г.} = \frac{Q_г}{p \cdot 24 \cdot 3600} \text{ м}^3 / \text{сутки}, \quad (3.2)$$

где, $Q_г$ - расход газа, $\text{м}^3 / \text{сутки}$;

p - давление избыточное, Мпа

3) Секундный расход многофазного продукта:

$$Q_{м.п.} = Q_{с.э.} + Q_{с.г.} \text{ м}^3 / \text{сутки}, \quad (3.3)$$

рассчитывается в начальной и конечной точке;

4) Скорость потока:

$$V_n = \frac{Q_{м.п.} \cdot 4}{\Pi(d - 2b)^2} \text{ м/с}, \quad (3.4)$$

					Технологии повышения эффективности работы системы нефтесборных коллекторов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

где, $\Pi = 3,14$

d -диаметр трубы,

b -толщина стенки трубы,

рассчитывается в начальной и конечной точке;

5) Средняя скорость потока:

$$V_{cp.} = \frac{V_{н.н} + V_{н.к.}}{2} \text{ м/с,}$$

(3.5)

где, $V_{н.н}$ -скорость потока в начальной точке, м/с,

$V_{н.к.}$ -скорость потока в конечной точке, м/с.

Взяв данные для каждого участка и подставив их в выше представленные расчеты, мы можем объединить полученные данные в таблице 2.4.

Участки нефтепровода, на которых скорость потока перекачиваемой среды:

- менее 0,7 м/с являются участками с повышенным коррозионным воздействием;
- от 0,7 до 1,5 м/с- участки с опасным коррозионным воздействием;
- свыше 1,5 м/с- участки с низким коррозионным воздействием.

Таблица 3.4- Скорости потоков

	Наружный диаметр Dн, м	Толщина стенки f, м	Внутренний диаметр р d, м	Расход жидкости, м3/сут	Расход нефти, т/сут	Расход газа, м3/сут	Скорость продукта в начальной точке, м/с	Скорость продукта в конечной точке, м/с	средняя скорость продукта м/с
К1-УПН (до АГЗУ)	0,125	0,025	0,075	664	80	8391	5,12	6,14	5,6
К1-УПН (после АГЗУ)	0,159	0,008	0,143	664	80	8391	1,41	1,69	1,5
К2 - УПН	0,125	0,025	0,075	208	27	2147	1,95	1,95	2
К3- УПН	0,09	0,01	0,07	213	26	1232	0,97	1,1	1
К4 - УПН	0,219	0,01	0,199	860	64	5932	0,56	0,68	0,6
К6-НСК 219 УПН	0,159	0,008	0,143	105	18	848	0,14	0,14	0,1
К1 Ю.М.- ПК 27+00	0,16	0,025	0,11	650	82	8344	1,3	1,13	1,3
ПК 27+00- К4 М.	0,159	0,008	0,143	650	82	8344	0,76	0,93	0,9
К2 Ю.М.- ПК 09+50	0,219	0,008	0,203	419	11	782	0,16	0,16	0,16
К3 Ю.М. - Т10	0,219	0,008	0,203	539	19	853	0,2	0,2	0,2

Анализ полученных материалов, применение формул и замер объема добычи каждого куста путем снятия показаний с приборов замерной установки позволяет просчитать скорость потока, установить степень опасности для каждого участка в частности и предоставить опасные участки на рисунке 3.3.

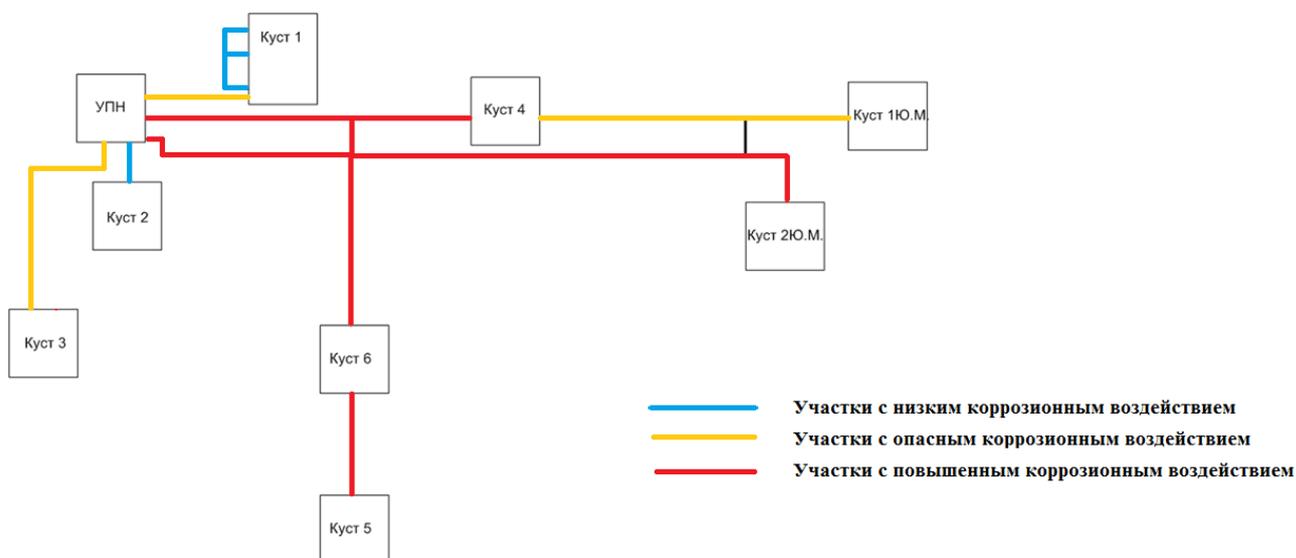


Рисунок 3.3. Схематичное изображение опасных участков

3.4 Методы воздействия на изменение структуры потока и их целесообразность.

Для уменьшения скорости разрушающих металл процессов необходимо:

- целесообразно применение труб на стадии разработки, диаметры которых будут обеспечивать скорость движения нефтегазового потока на заданном уровне для исключения из нефтяных эмульсий вода в качестве отдельной фазы. То есть поддерживать структуру потока - кольцевая - вода в нефти (рисунок 3.4).



Рисунок 3.4. Кольцевая структура потока «вода в нефти»

- учитывать, полученные данные, при замене вышедших из строя трубопровода на диаметры меньших значений для увеличения давления, следовательно, и для увеличения скорости и структуры потока.
- устанавливать режим работы скважин, насосов перекачки и регулирующей арматуры с учетом потребности в повышении промышленного давления на кустах и в нефтепроводе.

Лабораторные данные указывают, что 95% скважин дают на выходе жидкость с содержанием нефти лишь от 1% до 15% (таблица 3.5). Результаты были получены путем отбора проб скважинной продукции, с определением процента воды и нефти методом горячего отстоя в промышленной лаборатории химического анализа.

Таблица 3.5- Таблица обводненности [REDACTED] месторождения

Куст 1	№ скважины	101	102	103	104	108	111	112	113	114	123
	% обводненности	97	98.8	77	96.9	84	86.1	56.8	40.7	95.2	78.2
		538п	539	542	574	591	699				
		50.6	84.6	85.7	48.8	52.9	71.8				
Куст 2	№ скважины	393п	394	396				105	109	110	510п
	% обводненности	26	79	83.8				86.3	92.8	76.1	66.8
								511п	611п	616п	
							18	34.5	17		
Куст 4	№ скважины	115	116	119	120	121	122			№ скважины	590
	% обводненности	53.5	94.1	95	88.9	88.4	97.3			% обводненности	67.5
		524	568	633	634п	228					667
		71.2	95.1	91.3	71.3	87.5					89.5
Южно - Майское месторождение											
Куст 1	№ скважины	18	300	301	302			№ скважины	305	306	307
	% обводненности	86.4	50.6	81.2	91.6			% обводненности	93.5	93	92.3
		400	401	303п					308	410п	
		66.9	79.9	76.1					91.8	52.4	
Куст 3	№ скважины	5	310	311				№ скважины	6	312	
	% обводненности	94	92	96.9				% обводненности	1	3	

В связи с этим, методика повышения скорости потока жидкости для изменения его структуры будет иметь значительный эффект лишь для промыслов с низкой обводненностью. Введение в эксплуатацию промежуточной установки подготовки и сброса воды для данного объекта является экономически нецелесообразным.

Задача предупреждения коррозии по нижней образующей трубы может быть решена только при учете гидравлических особенностей течения трехфазных потоков.

3.5 Анализ рекомендаций по борьбе с коррозией на [REDACTED] месторождении

Согласно проведенным исследованиям для борьбы с коррозионным износом на нефтесборных коллекторах [REDACTED] месторождения, было установлено:

1. Применение ингибиторов коррозии малоэффективно, поскольку защитная пленка ингибитора будет непрерывно удаляться с металла;
2. Воздействие на структуру потока жидкости, путем: применения труб меньших диаметров; вывода работы объекта на режим, обеспечивающий необходимую скорость потока перекачиваемой среды-

малоэффективно, в связи с высокой обводненностью скважинной продукции;

3. Применение труб из полимерных материалов- является оптимальным решением в борьбе с коррозией на [REDACTED] месторождении.

В условиях агрессивной среды именно трубы из полимеров могут противостоять высокой скорости коррозии и сократить потери при отказах, при этом экономически оправдав себя. В свою очередь реконструкция схемы нефтесборных коллекторов даст возможность сократить время и затраты на устранение отказов.

В следствии разгерметизации, при транспортировке, идут потери нефти. Существенное сокращение потерь обусловлено оперативностью перевода нефтепроводов в работу по лупингам или резервным ниткам. После остановки, вышедшего из строя трубопровода, скорость устранения отказа - является критерием, по которому можно судить о потерях прибыли компании.

4. Разработка комплекса мер по повышению эффективности работы системы нефтесборных коллекторов.

4.1 Реконструкция схемы нефтесборных коллекторов [REDACTED] месторождения.

Реконструкция производится согласно СП 34-116-97, РД 39-132-94, ПБ 08-624-03 [3][5][6].

4.1.1 Ввод резервной нитки Куст №1 [REDACTED] месторождения Ду 159 мм- НСК Куст №4 [REDACTED] месторождения Ду 219 мм.

Куст №1 [REDACTED] месторождения является самым проблемным, с точки зрения эксплуатации. Максимальная зарегистрированная скорость составила 9 мм/год. При возникновении аварийных ситуаций не имеется возможности её устранения без полной или частичной остановки куста, без потерь.

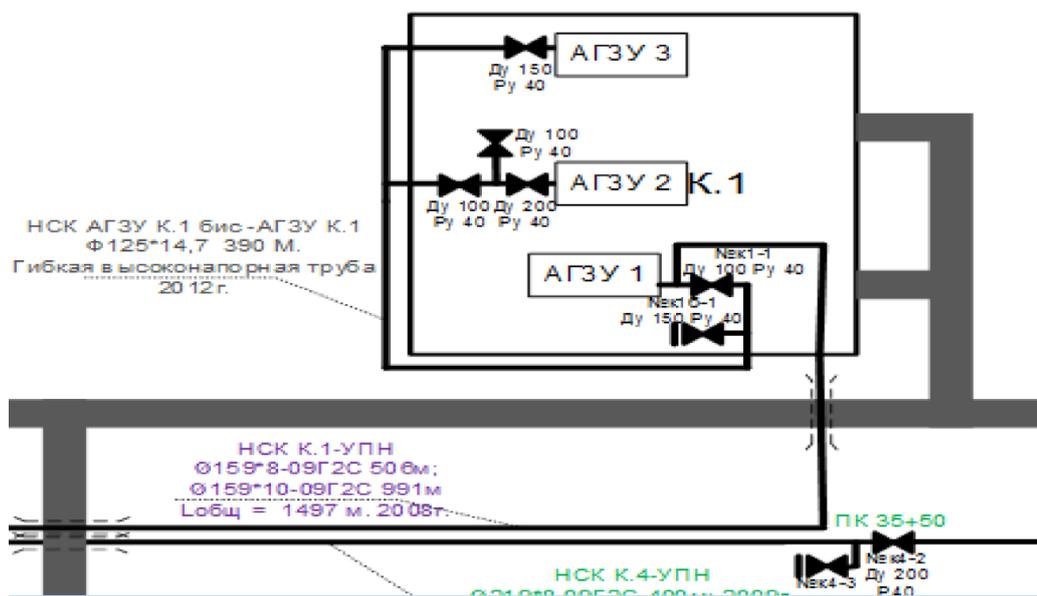


Рисунок 4.1. Схема куста №1 [REDACTED] месторождение, г. Томск, Россия

					Повышение эффективности работы системы нефтесборных коллекторов на [REDACTED] месторождении			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Разработка комплекса мер по повышению эффективности работы системы нефтесборных коллекторов	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Папонин И.Ю.					49	
Руковод.		Богданова Ю.В.				ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Консульт.		Брусник О.В.						
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

Согласно схеме куста №1 (рисунок 4.1) НСК от АГЗУ №1 и АГЗУ №2 соединяются с НСК АГЗУ №1 в точке врезке. В связи с этим при отказе, возникают необходимость отсечения всего НСК К.1- УПН. Это приводит к необходимости отсечения трубопровода на гребенке и вывода куста в режим, когда:

- закрывается задвижка №К1-1 и глушится АГЗУ №1;
- отработка производится через вантузную задвижку №К1б-1;
- цементировочный агрегат АНЦ-320 подбивается к вантузной задвижке №б-1 через соединение БРС шлангами высокого давления;
- через АНЦ- 320 посредством соединения БРС шлангами высокого давления жидкость подается на передвижную емкость ЕП-40;
- автоматическими вакуумными машинами на базе автомобиля «Урал» емкость раскачивается в безостановочном режиме.

Проводимые работы длительны по времени и требуют присутствия большого количества персонала всех служб и техники. Не дают возможности реализовать добычу куста на 100% поэтому предлагается ввод резервной нитки и установка задвижек согласно схеме (рисунок 4.2).

					Разработка комплекса мер по повышению эффективности работы системы нефтесборных коллекторов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

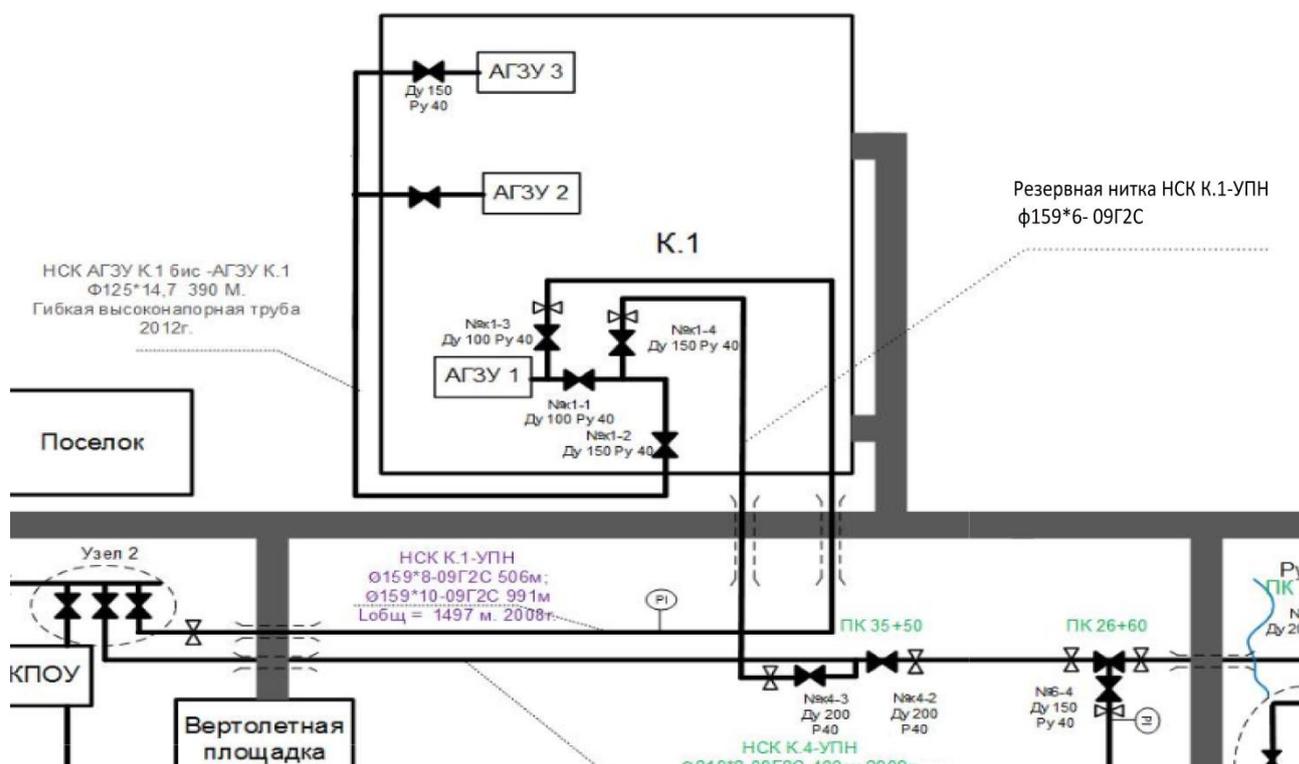


Рисунок 4.2. Схема куста №1 [REDACTED] месторождение с резервной ниткой, г. Томск, Россия

Перевод режима работы НСК по резервной нитке будет осуществляться в следующем порядке:

- открытие задвижки №1-4 и задвижки №4-3;
- закрытие линейной задвижки за гребенки (узел №2) и задвижки №1-3.

Введенные изменения позволят:

- устранять аварийные ситуации, в более облегченном режиме, реализуя дебит скважины на 100%;
- проводить работы, согласно ППР, без остановки работы скважин.

4.1.2 Реконструкция узла №5.

Узел №5 (рисунок 4.3) относится к [REDACTED] кусту №1. Рабочее давление составляет 4,0 Мпа. Диаметр используемых труб- 159 и 114 мм. Задвижки используются клиновые 40 серии. При замене участка

					Разработка комплекса мер по повышению эффективности работы системы нефтесборных коллекторов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

трубопровода от узла №5 до ПК 27+00 произошла замена стальной трубы на полиэтиленовую. В связи с этим, использование камеры пуска средств очистки и диагностики не представляется возможности и принято решение о демонтаже.

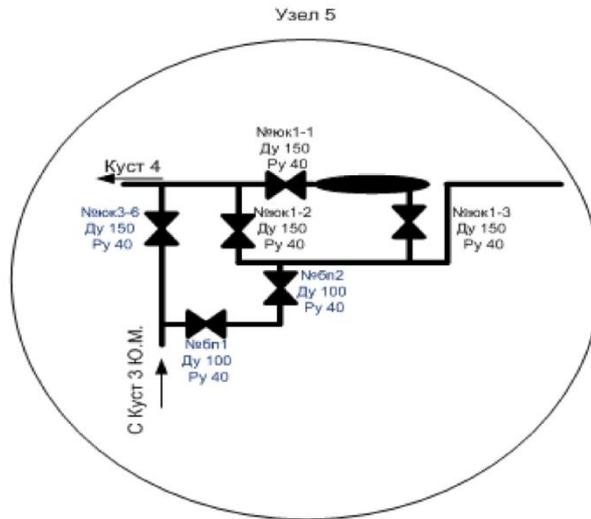


Рисунок 4.3. Узел №5 до ввода полиэтиленовой трубы.

Внесенные изменения были реализованы и имеют вид, согласно рисунку 4.4.

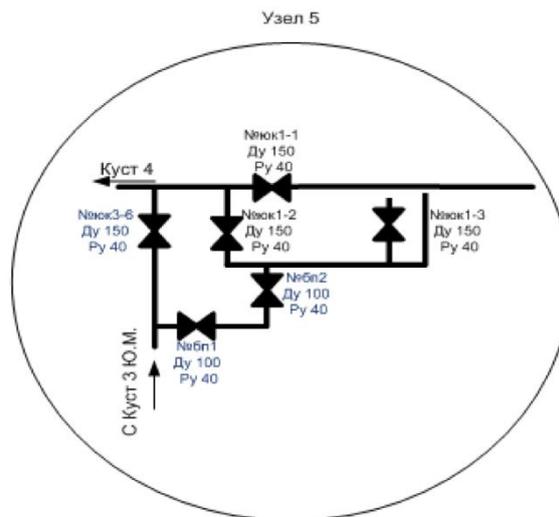


Рисунок 4.4. Узел №5 после ввода полиэтиленовой трубы.

При демонтаже КП СОД, было принято решение о демонтаже ЕП-8 и дренажной задвижки (на утвержденной схеме не указаны), что в условиях дефицита передвижных емкостей на промысле нецелесообразно.

Металлоемкость узла существенно превышает необходимость рационального использования всех имеющихся составляющих узла. Поэтому предлагается привести узел №5 к виду, представленному на рисунке 4.5.

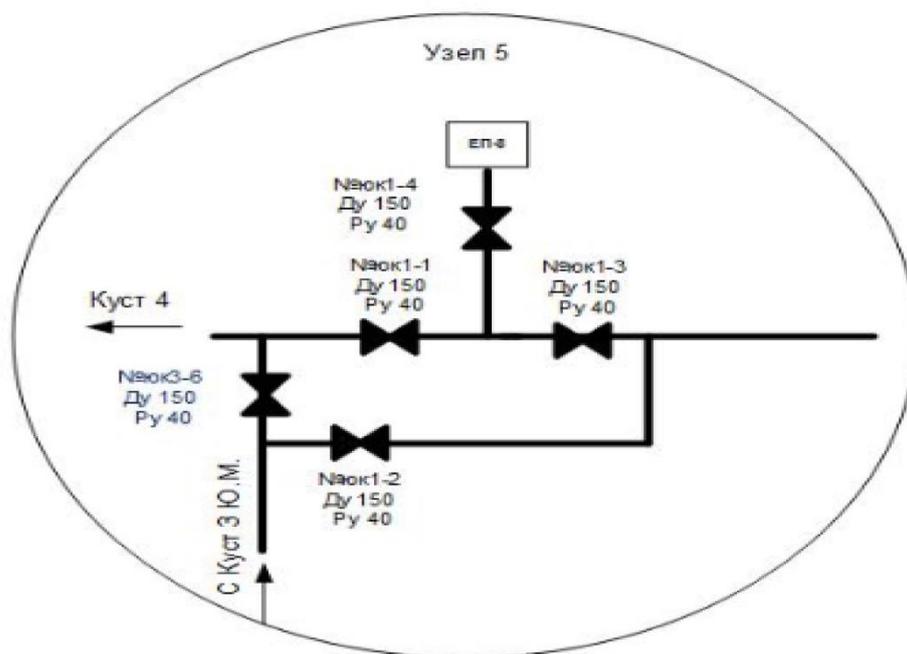


Рисунок 4.5. Узел №5 предлагаемый.

Протяженность трубопровода от узла №5 до ПК 27+00 составляет 2300 метров, объем вмещаемой жидкости составляет $59,4 \text{ м}^3$. Промывка трубопровода для проведения вырезки или врезки проводится до тех пор, пока на выходе не пойдет чистая вода. Отрабатывать промывку в случае схемы, представленном на рисунке 9, можно проводить непосредственно в ЕП-8, с последующей откачкой жидкости машиной вакуумной на базе автомобиля «Урал» и ее транспортировки на УПН.

					Разработка комплекса мер по повышению эффективности работы системы нефтесборных коллекторов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

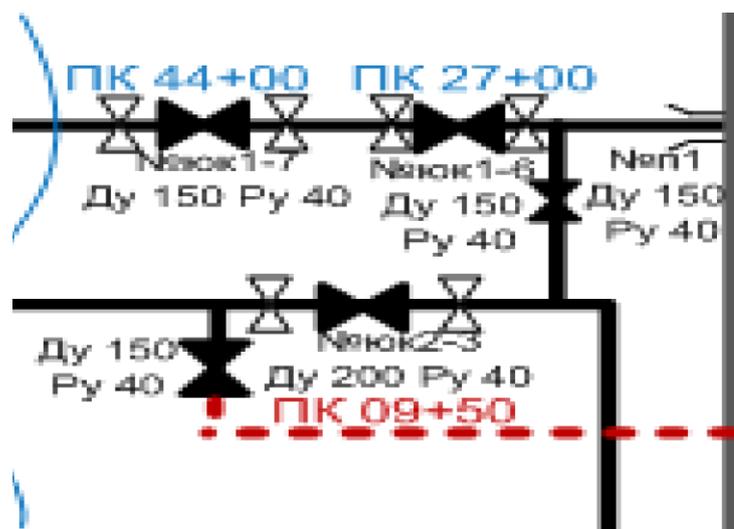


Рисунок 4.6. ПК 27+00

Внесенные изменения позволят, в случае отсутствия или длительной транспортировки передвижной емкости, начать опорожнение или вытеснение жидкостью участков НСК ЗУ №1 ██████████ месторождения- узел №5 и НСК узел №5- ПК 27+00 (рисунок 4.6). Внесенные изменения по расстановке запорной арматуры позволят уменьшить количество элементов узла, сохраняя его функциональность.

4.1.3 Реконструкция узла ПК 26+00

Крановый узел ПК 26+00 представляет собой тройник Ду 219 мм Ру 40 серии, с установленной клиновой задвижкой Ду 200 мм Ру 40 на участке ПК 26+00- узел №3 (рисунок 4.7).

					Разработка комплекса мер по повышению эффективности работы системы нефтесборных коллекторов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

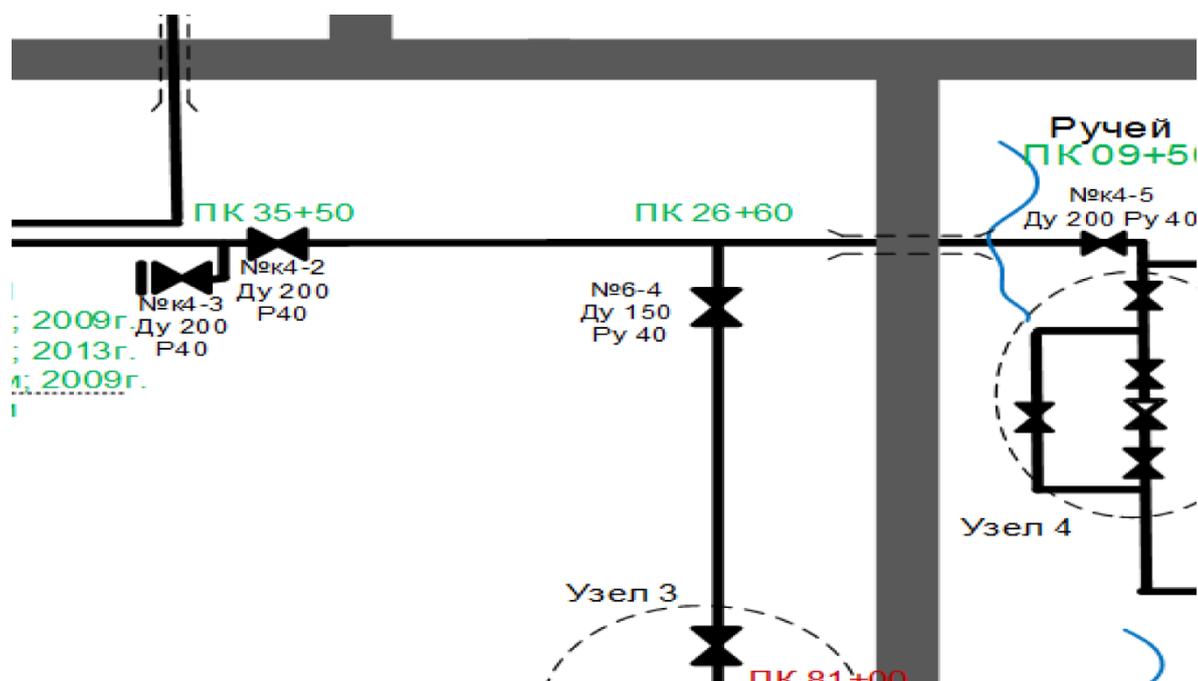


Рисунок 4.7. Крановый узел ПК 26+00 до реконструкции.

Участок трубопровода ПК 26+00- узел №4- является участком, наиболее подверженному коррозионному разрушению по нижней образующей трубопровода. Длина отсекаемого участка в случае возникновения аварийной ситуации составляет порядка 3500 метров (крановый узел ПК 35+50- узел №4). Работа нефтесборного коллектора ██████████ месторождение К.4- УПН парализуется независимо от места отказа. Таким образом предлагается привести вид схема согласно рисунку 4.8.

						Разработка комплекса мер по повышению эффективности работы системы нефтесборных коллекторов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			55

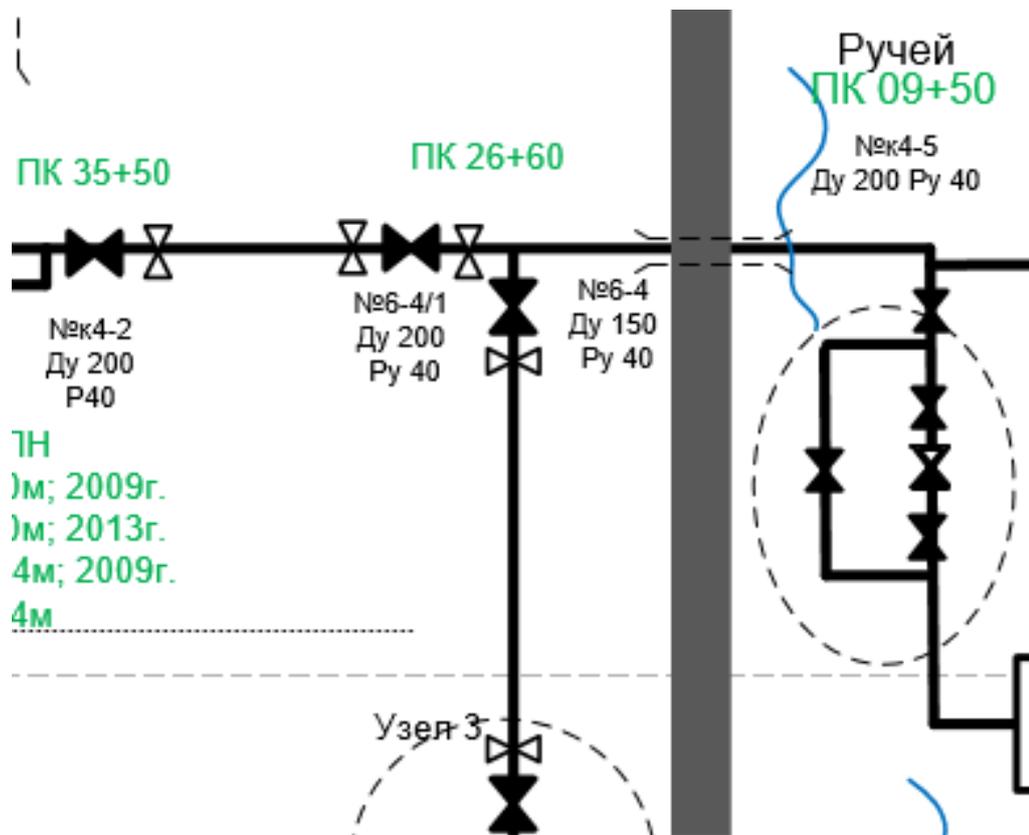


Рисунок 4.8. Крановый узел ПК 26+00 измененный

Установленная клиновья задвижка № 6-4/1 позволит:

- на 30% сократить объем работ с возникновением отказов на участке крановый узел ПК 26+00- узел №4. Произойдет это за счет уменьшения длины участка, на котором необходимо сбрасывать давление. За счет установленных вантузных задвижек появится возможность более качественного опорожнения трубопровода;
- продолжать работу нефтепровода в случае возникновения отказов на участке крановый узел ПК 26+00- крановый узел ПК 35+50. Закрыв задвижку №6-4/1 и №к4- 2 поток рабочей среды будет направлен через узел №3 на УПН. Работа нефтесборных коллекторов нарушена не будет, а персонал службы УТОиРТ сможет заниматься устранением отказа в рамках нормативно-технической документации.

					Разработка комплекса мер по повышению эффективности работы системы нефтесборных коллекторов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

4.1.4 Установка вантузных задвижек.

При возникновении отказов в работе нефтепровода в первую очередь необходимо локализовать участок из которого происходит истечение транспортируемого продукта. Происходит это путем отсечения аварийного участка линейными задвижками. Остаточное давление внутри трубопровода несет большую опасность для здоровья работников и не позволяет осуществлять ремонтные работы. В результате чего возникает необходимость стравить остаточное давление. На промышленном нефтепроводе ██████████ месторождения это осуществляется путем травления остаточного давления через вантузные задвижки по шлангам высокого давления (рисунок 4.9б) на передвижную безнапорную емкость вместимостью 40 м³, соединение осуществляется при помощи быстроразъемного соединения (для проведения технологических операций при обслуживании или ремонте скважин) (рисунок 4.9а). Либо стравливание давления осуществляется на погружные емкости.



а) БРС



б) ШВД

Рисунок 4.9.

Врезка вантуза методом холодной врезки занимает достаточно времени, чтобы розлив нефти значительно увеличился. На крановых узлах на секущих задвижках вантузы расположены не везде, что создает немало проблем при осуществлении растравки и промывке трубопровода. Промывка осуществляется согласно ВСН 011-88. Таким образом, смонтировав вантузы с задвижками на каждом крановом узле до и после секущей задвижки,

					Разработка комплекса мер по повышению эффективности работы системы нефтесборных коллекторов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

существенно сокращается время на подготовительные работы для осуществления ремонта.

4.2 Применение полимерных высоконапорных труб.

Для защиты от коррозии пластические массы широко применяются, при строительстве нефтегазопроводов, как за рубежом, так и на территории России.

Процесс коррозии неметаллических полимерных материалов отличается от процессов коррозии металлов и механизм разрушения еще недостаточно изучен. Коррозия металлов происходит главным образом на границе раздела двух фаз металл- среда, то при коррозии полимерных материалов набухание и растворение под влиянием среды не только происходит на поверхности, но и распространяется вглубь материала и обуславливается процессами диффузии.

Диффузия- это движение частиц среды, приводящее к взаимному проникновению молекул одного вещества между молекулами другого и выравниванию концентраций или установлению их равновесного распределения (рисунок 3.10) [7]

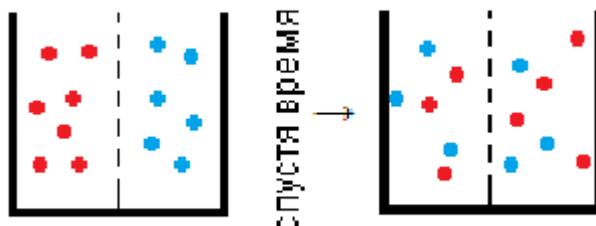


Рисунок 3.10. Диффузия

Полимерные материалы разрушаются в результате воздействия жидких и газообразных химических веществ, нагревания и охлаждения, механических нагрузок, солнечных лучей, кислорода воздуха. Эти факторы, действие которых может быть, как отдельным, так и совместным, изменяют свойства полимерных материалов и вызывают их старение и последующее разрушение. Например, полиэтиленовая пленка, обладающая высокой

стойкостью к действию растворов солей многих кислот и щелочей, разрушается (изменяет окраску, теряет блеск, растрескивается, снижает механические свойства) от воздействия кислорода воздуха и солнечных лучей. В большинстве случаев процессы старения и разрушения полимеров протекают на их поверхности там, где происходит поглощение света, кислорода или озона, поэтому целесообразно применять эти материалы в таких конструкциях, которые будут укрыты от света и окисления.

Старение пластических масс проявляется в ухудшении их физико-механических свойств- снижении диэлектрических показателей, повышении хрупкости, возникновении трещин и прочее. Это происходит вследствие их окисления атмосферным кислородом, вызывающим деструкцию полимерных цепей. Известны случаи и биохимической коррозии полимерных материалов, разрушение которых происходит под влиянием всевозможных бактерий (главным образом, в условиях тропического климата). Старея при длительной эксплуатации в атмосферных условиях, некоторые полимеры оказываются весьма стойкими к воздействию многих агрессивных жидкостей и газов, обнаруживая в этом отношении преимущества перед остальными разновидностями конструкционных материалов.

Полиэтиленовая труба представляет собой гладкостенную с кольцевой формой поперечного сечения, гибкую, многослойную монолитную конструкцию, состоящую из внутреннего полиэтиленового слоя, силового армирующего слоя, уложенного на внутренний полиэтиленовый слой спирально- перекрестной намоткой полиэфирных нитей и наружного полиэтиленового слоя. Предназначена для транспортировки под давлением жидкостей и газов [8].

Внутренняя и внешняя поверхность выполнена из трубного полиэтилена ПЭ100 (с минимальной длительной прочностью 10 МПа)- гладкая, не подвержена коррозии и зарастанию карбонатными отложениями. Полиэтилен имеет высокую гидроабразивную стойкость, поэтому

					Разработка комплекса мер по повышению эффективности работы системы нефтесборных коллекторов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

пропускная способность трубы остается неизменной в течение всего срока службы. Для повышения прочностных характеристик трубы «Anasconda» производится армирование полиэфирными малоусадочными нитями с повышенной адгезией (с пределом прочности 900 МПа) (рисунок 4.11)



Рисунок 4.11. Структура полиэтиленовой трубы

Плюсом эксплуатации полиэтиленовых труб является экономичность транспортировки и повышение скорости монтажа. Полимерные трубы имеют меньший вес в сравнении с металлическими (таблица 4.1), доставляются в назначенное место бухтами, что упрощает погрузочно-разгрузочные работы и значительно повышает их компактность.

Как указывает завод - изготовитель, скорость размотки до 1 км/час, при температуре наружного воздуха не ниже плюс 5°C, при меньшей температуре бухту рекомендуется подогревать. Повороты и выходы на поверхность трубопровода из труб «Anasconda» осуществляются упругим изгибом, что позволяет обходиться без отводов.

Таблица 4.1- Сравнение веса труб.

Тип материала трубы	Диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг
Полиэтилен	125	150 (бухта)	720
Сталь 09Г2С	114	150 (секции по 10 м)	3136

Существенно сокращает время монтажа сварочные работы. Под сваркой полиэтиленовой трубы понимается «спайка» подготовленных

центрованных концов труб с последующим усилением сварного шва муфтой с закладным нагревателем (рисунок 4.12). Уменьшение времени сборки трубопровода главным образом происходит благодаря сокращению количества сварочных стыков. Стальные трубы транспортируются секциями в среднем по 11 метров, следовательно, сварка производится, максимум, каждые 11 метров. Полиэтиленовые трубы производятся в бухтах, что сокращает количество стыков в десятки раз.



Рисунок 4.12. Сварка полиэтиленовой трубы «Anaconda».

Куст №1 (рисунок 4.13) и относящиеся к нему нефтесборные коллекторы являлся участком, с наиболее плотным количеством отказов в единицу времени. Самая большая скорость коррозии была зафиксирована в 9 мм/год. Количество отказов, при такой скорости коррозии увеличивалось и приносили экономические потери компании.

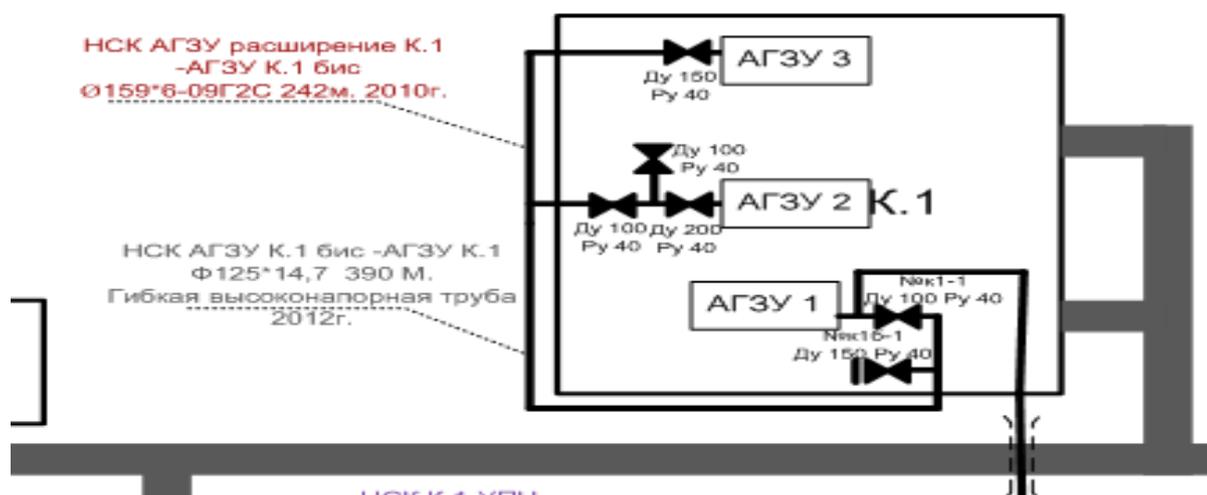


Рисунок 4.13. НСК Куст №1, [redacted] месторождение.

					Разработка комплекса мер по повышению эффективности работы системы нефтесборных коллекторов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

Исследования опытных образцов в лаборатории химического анализа компании показал, что полимерные трубы, в отличии от стальных, в течении времени эксперимента не были подвержены коррозии (таблица 4.2) [9].

Скорость коррозии определяют по формуле:

$$P = \frac{m_1 - m_2}{t}, \quad (4.1)$$

где m_1 - масса образца до испытания, g

m_2 - масса образца после испытания, g

t - время испытания, h

Защитное действие ингибиторов рассчитывается по формуле:

$$Z = \frac{P_0 - P}{P_0} \times 100 \%, \quad (4.2)$$

где P_0 - скорость коррозии без ингибитора, g/h

P - скорость коррозии с ингибитором, g/h

Выводы:

1. Оценка действия ингибиторов на стальные образцы:

-Защитное действие ингибитора солеотложений «Акватек-512 Н» составило 33,52%;

-Защитное действие ингибитора коррозии «ХПК-002» составило 33,75%;

-Защитное действие ингибитора парафиноотложения «Санпар 5403» составило 29,25%;

Скорость коррозии при действии ингибированной соляной кислоты с добавлением «Акватек 50» составляет $\sim 0,0013$ г/час, что в 3,5 раза превышает скорость коррозии холостого опыта (разъедает сам материал трубы).

2. Оценка действия ингибиторов на полимерные образцы:

Отсутствие (холостая проба) и присутствие используемых ингибиторов в попутно-добываемой воде не влияет на скорость коррозии материала труб.

					Разработка комплекса мер по повышению эффективности работы системы нефтесборных коллекторов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

Таблица 4.2. - Сводная таблица полученных результатов.

№ образцов	Условия эксперимента	Наименование материала	m1 до испытания, g	m2 после испытания, g	t, время испытания, h	P, скорость коррозии, g/h	Z, защитное действие ингибитора, %
Образец №5	холостой опыт	стальной образец	18.84684	18.82014	72	0.0003708333	
		полиэтиленовый образец	5.46456	5.46457	72	0	
Образец №6	ингибитор солеотложений «Акватек-512 Н»: 50 г/тонну подтоварной H2O	стальной образец	34.29650	34.27875	72	0.0002465278	33.52
		полиэтиленовый образец	4.89603	4.89605	72	0	-
Образец №7	ингибитор коррозии «ХПК-002»: 25-30 г/тонну жидкости (H2O + нефть)	стальной образец	29.05638	29.03869	72	0.0002456944	33.75
		полиэтиленовый образец	5.72116	5.72117	72	0	-
Образец №8	ингибитор парафиноотложения «Санпар 5403»): 150 г/тонну нефти	стальной образец	28.65869	28.63980	72	0.0002623611	29.25
		полиэтиленовый образец	4.46117	4.46116	72	0.0000001389	-
Образец №9	ингибированная соляная кислота с добавлением «Акватек 50»: 0,2 тонны HCl + 0,008 тонн Акватек 50/тонну подтоварной H2O	стальной образец	24.66685	24.57576	72	0.0012651389	-
		Полиэтиленовый образец	4.46348	4.46349	72	0	-

После анализа представленных данных, было принято решение использовать полимерные трубы, как альтернативу стальным трубам в условиях особо агрессивной среды. Результаты оказались положительными - за 5 лет эксплуатации ни одного отказа.

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Для примерной оценки финансовых потерь компании, при возникновении отказов на стальном трубопроводе, проанализируем зафиксированные затраты за месяц. Марка применяемой стали 09Г2С. Механические свойства металла фрагмента трубы находятся в пределах норм для стали 09Г2С [10].

В период с 15.07.15. по 16.08.15. на промышленных трубопроводах Майского месторождения произошло 8 некатегорийных отказов, 3 из которых сопровождалась попутной разгерметизацией при запуске нефтепровода на соседних участках [11].

Оплата работы персонала заложена в утвержденный бизнес-план компании. При устранении аварийных ситуаций или при их отсутствии, зарплата выплачивается одинаково и не относится к непредвиденным расходам, поэтому в расчет не берется. Количество необходимых расходных материалов незначительно, суммой затрат на материалы, используемые для устранения можно пренебречь. Потери от разгерметизации минимальны и в расчет не берутся, потому что весь розлив локализуется в земляном амбаре. Вакуумной машиной АКН на базе автомобиля «Урал» жидкость с амбара транспортируется на УПН, для ее дальнейшей подготовки до требований товарной нефти.

Система нефтесборных коллекторов позволяет осуществлять бесперебойную работу, при возникновении аварий. Путем отсечения аварийных участков линейными задвижками клинового вида и открытие задвижек в необходимой точке системы, поток жидкости может быть направлен по нефтепроводу, идущего с других кустов.

					Повышение эффективности работы системы нефтесборных коллекторов на месторождении			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Разраб.		Папонин И.Ю.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Богданова Ю.В.					82	
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

Добыча кустов таким способом не реализуется на 100%, но потери остаются на уровне ниже, чем при остановке работы куста полностью.

Помимо потерь добытой нефти и вовлечения человеческой рабочей силы на устранение последствий отказов задействуется техника. Исходя из цены дизельного топлива, норм ГСМ (горюче- смазочные материалы) компании, произведены расчеты затрат для двух единиц техники: АКН и экскаватора Хитачи. Расчет осуществляется на основании норм расхода топлива и смазочных материалов на автомобильном транспорте и автотракторной техники ООО «Норд Империл» [12].

1) Расчет расхода дизельного топлива для работы техники на отказах:

1.1 Расчет расхода дизельного топлива для машины вакуумной на базе автомобиля «Урал»

$$Q_{m.AKH} = N \cdot t_p = 39,9л \cdot 105ч = 3454л, \quad (6.1)$$

где $Q_{m.AKH}$ - расход топлива на устранение отказов за месяц (л),

N - норма расхода топлива за час работы (л/ч),

t_p - часы, в работе на устранение отказов (ч).

1.2 Расчет расхода дизельного топлива для экскаватора «Хитачи»

$$Q_{m.Хитачи} = N \cdot t_p = 22,4л \cdot 109ч = 2398л, \quad (6.2)$$

где $Q_{m.Хитачи}$ - расход топлива на устранение отказов за месяц (л),

N - норма расхода топлива за час работы (л/ч),

t_p - часы, в работе на устранение отказов (ч).

Данные были получены согласно личным подсчетам и путевым листам водителей техники и собраны в таблице данных по устранению отказов.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

Таблица 6.1- Данные по устранению отказов

Дата работ	Ликвидация последствий розливов нефти
16.07.15.	4 часа работы АКН раскочки амбара
17.07.15.	4 часа работы АКН с 4 куста Майского
21.07.15.	8 часов работы АКН, 8 часов работы экскаватора с ПК 40+00
22.07.15.	8 часов работы АКН, 11 часов работы экскаватора
23.07.15.	4 часа работы АКН, 5 часов работы экскаватора
24.07.15.	11 часов работы АКН, 11 часов работы экскаватора
25.07.15.	10 часов работы АКН, 11 часов работы экскаватора
26.07.15.	10 часов работы АКН, 11 часов работы экскаватора
30.07.15.	11 часов работы АКН, 11 часов работы экскаватора
31.07.15.	11 часов работы АКН, 11 часов работы экскаватора
01.08.15.	11 часов работы АКН, 11 часов работы экскаватора
04.08.15.	8 часов работы АКН, 8 часов работы экскаватора
07.08.15.	5 часов работы АКН, 11 часов работы экскаватора

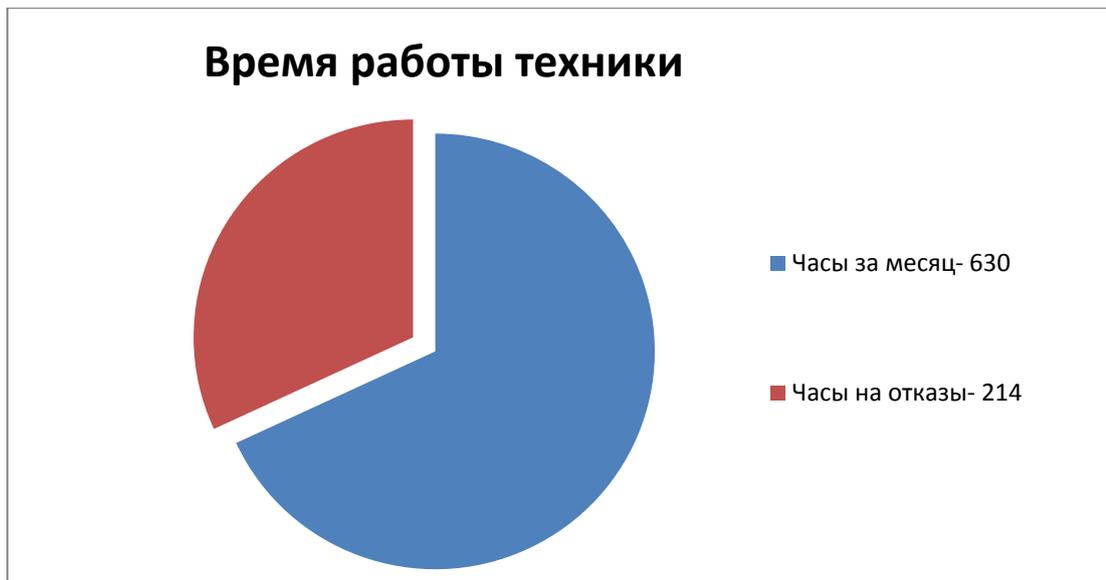


Диаграмма 6.1. Часы работы техники

2) Расчет средств, затраченных на дизельное топливо:

1.1 Расчет средств, затраченных на дизельное топливо для вакуумной машины на базе автомобиля «Урал»

$$S_{AKH} = Q_{AKH} \cdot g = 3454 \text{ л} \cdot 39,2 \text{ р} = 138180 \text{ р}, \quad (6.3)$$

где $g = 32,9$ - цена на дизельное топливо (на городских заправках, на август 2015 года).

1.2 Расчет средств, затраченных на дизельное топливо для экскаватора «Хитачи»

$$S_{Хитачи} = Q_{Хитачи} \cdot g = 2398 \text{ л} \cdot 39,2 \text{ р} = 95920 \text{ р}, \quad (6.4)$$

где $g = 32,9$ - цена на дизельное топливо (на городских заправках, август 2015 года).

1.3 Расчет общих средств, затраченных на дизельное

$$S_{общие} = S_{AKH} + S_{Хитачи} = 138180 \text{ р} + 95920 \text{ р} = 234,100 \text{ р}. \quad (6.5)$$

В перерасчете на год эта сумма увеличивается до 280922, на три года до 8427600, на 5 лет 1404600 (диаграмма 3).

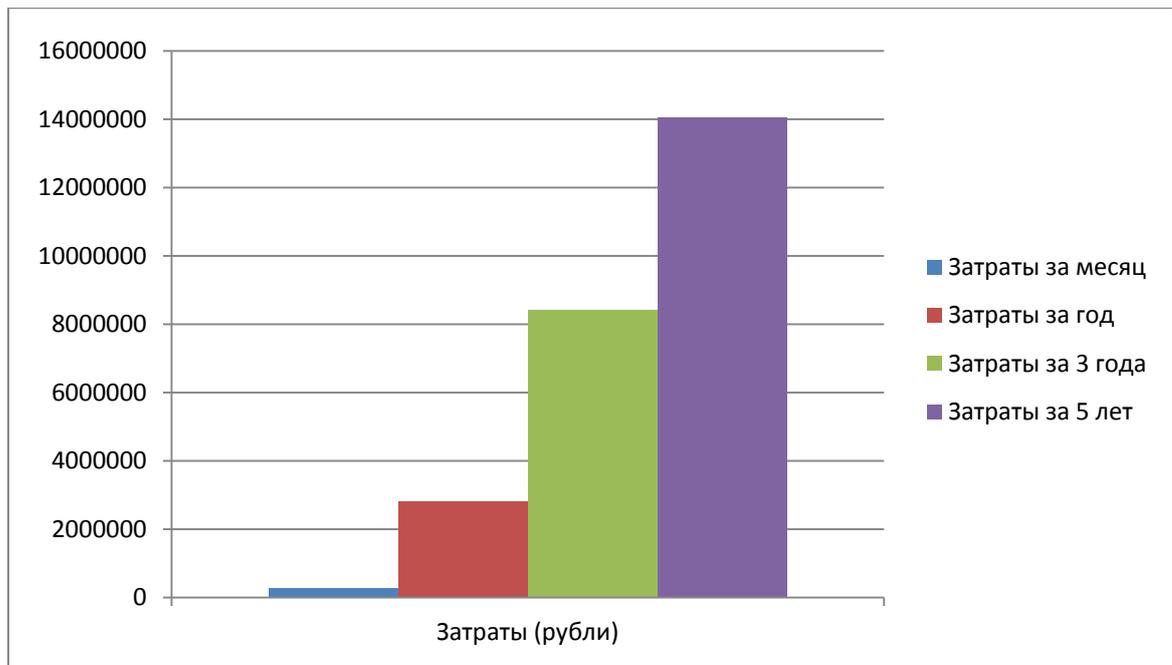


Диаграмма 6.2. Затраты на дизельное топливо

3) Расчет средств, затраченных на моторное масло:

$$S_{\text{масла}} = \frac{Q_{\text{экскаватора}}}{100} \cdot n_{\text{масла}} \cdot s' + \frac{Q_{\text{АКН}}}{100} \cdot n_{\text{масла}} \cdot s'' = \frac{2398}{100} \cdot 0,5 + \frac{3454}{100} \cdot 2,5 = 5464p, \quad (6.6)$$

где $n_{\text{масла}}$ - норма масла на 100 литров топлива,

$S' = 144 \text{руб.} / \text{л}$ - стоимость масла за литр для экскаватора,

$S'' = 44 \text{руб.} / \text{л}$ - стоимость масла за литр для АКН.

В пересчете на год сумма, затрат на масло возрастает до 65568 рублей, на 3 года до 196704 рублей, на 5 лет до 327840 рублей.

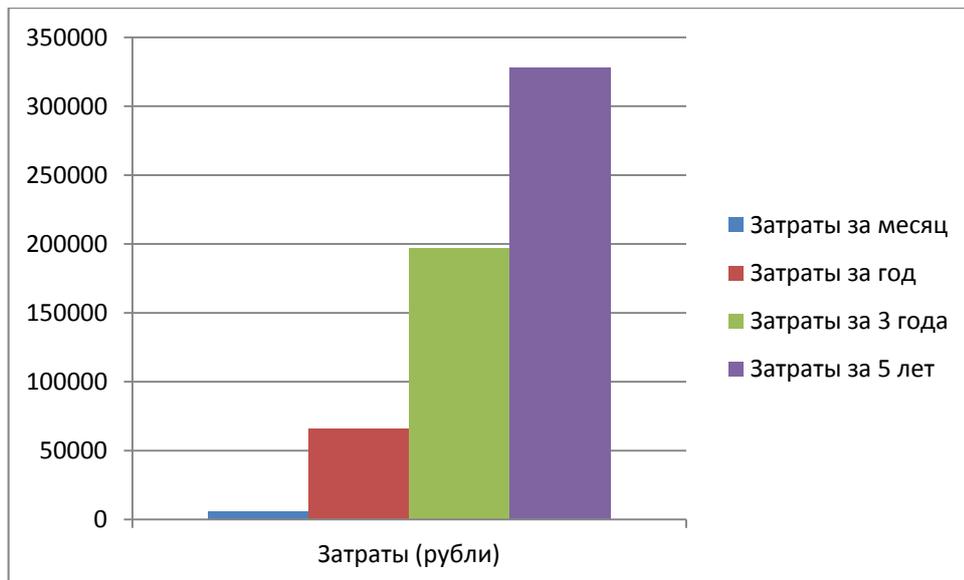


Диаграмма 5.3 Затраты на масло

Если привести аналогию с кустом №1 ██████████ месторождения, где скорость коррозии была зафиксирована на скорости 9мм/год, то экономическая целесообразность применение полимерной трубы уже зафиксирована на отметке в 14500000 рублей.

Если взять в сравнение на затраты по материалам и строительству полимерного трубопровода и стального, марки 09Г2С, то получим следующие данные (данные получены от ведущего специалиста трубопроводного транспорта, на основе сметы отдела капитального строительства):

Таблица 6.2- Затраты на строительство 1 км полимерного трубопровода

Полимерная труба Ø160*19мм, 1 км	
Материалы, млн.руб с НДС	Строительно- монтажные работы, млн.руб с НДС
2,75 (прайс 2015)	2,05 (НСК К.1Ю.м.-К.4м., 2700м.п. от КЗОУ до ПК27, Договор №45-2015 от 30 января 2015)
Итого: 4,8	

Таблица 6.3- Затраты на строительство 1 км стального трубопровода

Стальная труба Ø159*8мм, 1 км		Стальная труба Ø219*8мм, 1 км	
Материалы, млн.руб с НДС	Строительно-монтажные работы, млн.руб с НДС	Материалы, млн.руб с НДС	Строительно-монтажные работы, млн.руб с НДС
3,0 (договор №281-2013 от 05.11.2013)	1,765 (НСК К.1ю.м.-К.4м., 1700м.п. от ПК27 до ПК44, договор №313-2013 от 07.12.2013)	3,73 (Спец. №2 от 23.01.2015 к договору №ГД-2744 от 28.01.2014)	4,66 (НСК К.4м.-УПН, 1300м.п., Договор №45-2015 от 30 января 2015)
Итого: 4,765		Итого: 8,39	

Затраты на строительство трубопровода из полимерного материала и стального примерно одинаковы и составляет сумму около 5 млн. рублей. В условиях перекачки агрессивной среды, трубопроводы из стальных материалов подвержены сильному коррозионному воздействию, что приводит к авариям и обусловлено перебоями в технологическом процессе и материальным затратам на материалы и горюче-смазочные материалы для работы техники. Затраты на ГСМ составляет, примерно, 15 млн. рублей, в пересчете на 5 лет. Трубопроводы из полимерного материала почти не подвержены коррозии и соответственно затраты на их обслуживание меньше, чем на аналогичный из стальных материалов. Их применение, в нашем случае, сводит к нулю возникновение отказов.

На основе полученных данных, доказано, применение полимерных высоконапорных труб экономически целесообразно. Средства, затраченные на строительство трубопровода из полимерных и стальных материалов одинаково. Однако, ввод в эксплуатацию существенно сокращает затраты компании на устранение аварийных ситуаций, при этом не требуя дополнительных финансовых и трудовых вложений.

7. Социальная ответственность

При эксплуатации нефтепроводов может возникать опасность для здоровья и жизни человека. Исключение этих рисков и обеспечение безопасного ведения технологического процесса должны закладываться в основу ведения работ.

В данном разделе проведен анализ на наличие и влияние вредных и опасных факторов, при эксплуатации нефтепроводов, технологий и оборудования нефтяной отрасли на исследуемом объекте, а так же действия при чрезвычайных ситуациях.

7.1 Производственная безопасность

В нефтяной промышленности при неправильной организации труда и производства несоблюдении мероприятий по проводке скважин возможно появление вредных факторов:

- недостаточная освещённость рабочей зоны;
- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- повышенный уровень вибрация;
- повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.

Так же возможно появление опасных факторов:

- поражение движущимися машинами и механизмами;
- опасность возникновения пожара;
- поражение электрическим током.

					Повышение эффективности работы системы нефтесборных коллекторов на [REDACTED] месторождении			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Разраб.		Папонин И.Ю.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Богданова Ю.В.					89	
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

7.1.1 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Анализ освещённости рабочей зоны

От степени освещенности напрямую зависит не только здоровье глаз и работоспособность человека, но еще и его физическое и психоэмоциональное состояние.

Освещение подразделяется на: естественное, искусственное, совмещенное.

Освещение рабочих мест, при эксплуатации нефтесборных коллекторов на [REDACTED] месторождении, в отсутствие естественного освещения должно снабжаться искусственным. Рабочее освещение следует предусматривать для всех помещений зданий, а также участков открытых пространств, предназначенных для работы, прохода людей и движения транспорта. Для помещений, имеющих зоны с разными условиями естественного освещения и различными режимами работы, необходимо раздельное управление освещением таких зон [13].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

Освещение должно соответствовать показаниям в таблице 7.1

Таблица 7.1- нормы освещенности

Рабочее место	Норма освещенности, лк
Площадка для производства работ : земляных бетонных и железобетонный каменных монтажных сборных конструкций	На 1000м ² :
	0,5...0,8
	1...1,2
	0,6...0,8
	2,4
Открытые склады	0,8...1,2 на 1000м ²
Конторы Столовые Бетоно- и растворосмесительные узлы Арматурные мастерские Механические мастерские Внутрипостроечные дороги Охранное освещение	На 100 м ² :
	1...1,5
	0,8...1
	0,5
	1,3
	1,3
	2,5 на 1 км
	1,5 на 1 км

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному. Нужно обеспечить равномерное распределение яркости освещения и отсутствие резких теней. Оптимальное направление светового потока – под углом 60 градусов к рабочей поверхности.

На производственных помещениях компании ООО «Норд Империл» используются стационарные осветительные приборы, а также предусматривается аварийное освещение. При освещении площадок производства работ на открытой местности используются переносные осветительные приборы.

Вывод: рабочее место, не зависимо от места проведения работ освещено согласно требованиям [13].

Анализ производственных шумов.

Повышенный шум на рабочем месте оказывает вредное влияние на организм в целом, вызывая неблагоприятные изменения в его органах и

системах. Влияние производственного шума на человека представлена в таблице 7.2

Таблица 7.2- Влияние производственного шума

Влияние производственного шума на человека	
Уровень шума	Влияние на самочувствие, при длительном воздействии
0-40 дБ	Нормальное состояние
40-80 дБ	Звон в ушах, психологический дискомфорт
80-120 дБ	Головная боль, временные нарушения слуха
120-160	Головокружение, травмирование ушных перепонки
Свыше 160 дБ	Контузия, смерть

При эксплуатации нефтесборных коллекторов на [REDACTED] месторождении возникают производственные шумы.

Источником производственного шума на объекте является эксплуатация нефтепромыслового оборудования. Если изменение технологического процесса и оборудования оказывается невозможным, необходимо прибегать к звукоизоляции и звукопоглощению. При этом предотвращение распространения шума и вибрации от источников их образования должно предусматриваться при проектировании цехов и производственных помещений с шумными процессами. Так же источником производственных шумов является эксплуатация машин и механизмов, необходимых. Для устранения воздействия применяются следующие методы:

- замена или модернизация оборудования для исключения шумоопасных источников или снижения интенсивности шумов от них;

-установка эффективных глушителей;

- применение эффективной звукоизоляции, кожухов;
- утверждение специальных мест для парковки, остановки и ремонта машин вдали от мест производственных помещений и мест отдыха.

Уровень общего шума не должен превышать 40 дБ [15].

Вывод: меры, применяемые для защиты персонала от воздействия производственных шумов, сводят уровень шумов и их воздействия к минимуму.

Анализ уровня производственной и транспортной вибрация

Вибрацией называется механическое колебательное движение, заключающееся в перемещении тела как целого. Вибрация, в отличие от звука, не распространяется в виде волн сжатия/разряжения, а передается только при механическом контакте одного тела с другим.

Контроль вибрации должен осуществляться:

- на рабочих местах в процессе производства для оценки вибрационной безопасности труда;
- при контроле качества машин и технического состояния эксплуатируемых машин и оборудования для оценки их вибробезопасности.

При контроле вибрации должен быть определен показатель превышения вибрационной нагрузки на оператора. Санитарные нормы одночисловых показателей вибрационной нагрузки на оператора для длительности смены 8 ч приведены в таблице 7.3 [15].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

Таблица 7.3- Санитарные нормы уровня вибрации

Вид вибрации	Категория вибрации по санитарным нормам	Направление действия	Нормативные, скорректированные по частоте и эквивалентные скорректированные значения			
			виброускорения		виброскорости	
			м×с ⁻²	дБ	м×с ⁻¹ 2×10 ⁻²	дБ
Локальная	-	X _л , Y _л , Z _л	2,0	126	2,0	112
Общая	1	Z ₀	0,56	115	1,1	107
		Y ₀ , X ₀	0,4	112	3,2	116
	2	Z ₀ , Y ₀ , X ₀	0,28	109	0,56	101
	3 тип «а»	Z ₀ , Y ₀ , X ₀	0,1	100	0,2	92
	3 тип «в»	Z ₀ , Y ₀ , X ₀	0,014	83	0,028	75

Воздействие разного уровня вибрации представлены в таблице 7.4

Таблица 7.4- Влияние вибрации на организм человека

Амплитуда колебаний вибрации, мм	Частота вибрации, Гц	Результат воздействия
До 0,015	Различная	Не влияет на организм
0,016—0,050	40—50	Нервное возбуждение с депрессией
0,051—0,100	40—50	Изменение в центральной нервной системе, сердце и органах слуха
0,101—0,300	50—150	Возможно заболевание
0,101—0,300	150—250	Вызывает виброболезнь

При эксплуатации нефтесборных коллекторов на [REDACTED] месторождении возникает два вида вибрации:

1. технологический;
2. транспортный.

Источниками технологической вибраций являются насосы, применяемые для транспортировки нефти, подачи воды в систему поддержания пластового давления (ППД). Для уменьшения уровня вибрации используются фундаменты под оборудование, которые делаются заглубленными и изолируются изолирующими виброзащитными материалами. Для уменьшения вибрации кожухов, ограждений и других деталей, выполненных из стальных листов, на них наносят слой резин, пластиков, битума, вибропоглощающих мастик, которые рассеивают энергию колебаний.

Источниками транспортной вибрации являются эксплуатация самоходных и прицепных машин и транспортных средств при их движении. Для уменьшения влияния вибрации применяют индивидуальные средства защиты. Для защиты рук от воздействия локальной вибрации применяют рукавицы или перчатки следующих видов: со специальными виброзащитными упруго-демпфирующими вкладышами, полностью изготовленные из виброзащитного материала (литьем, формованием), а также виброзащитные прокладки или пластины, которые снабжены креплениями к руке. Для защиты от вибрации, передаваемой человеку через ноги, необходимо использовать обувь на толстой резиновой или войлочной подошве. При защите от вибраций важную роль играет рациональное планирование режима труда и отдыха. Суммарное время воздействия вибрации не должно превышать $2/3$ продолжительности рабочей смены. Необходимо устраивать перерывы для активного отдыха, проводить физиопрофилактические процедуры, производственную гимнастику [15][16].

Вывод: работы, связанные с высоким уровнем вибрации, производятся в соответствующими государственными стандартами. Уровень вибрации на

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

рабочем месте не выходит за рамки допустимых значений. Для защиты персонала предусмотрено применение индивидуальные средства защиты.

Анализ состояния загазованности рабочей зоны.

При эксплуатации и ремонте нефтесборных коллекторов на [REDACTED] месторождении возникает опасность выхода газа из оборудования и трубопровода, что может привести к отравлению рабочих [17].

Перед началом работ в ремонтном котловане переносным газоанализатором АНТ-2М проверяется уровень загазованности воздушной среды. При этом содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно-допустимой концентрации по санитарным нормам согласно таблице 6.5. Работа разрешается только после устранения опасных условий. В процессе работы следует периодически контролировать загазованность, в случае необходимости - обеспечить принудительную вентиляцию.

					Социальная ответственность	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 6.5- Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Вещества	Предельно допустимая концентрация, мг/м ³
Бензин – растворитель (в пересчете на углерод)	300
Керосин (в пересчете на углерод)	300
Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ – C ₅	3
Углеводороды C ₁ – C ₁₀	300
Стирол	5
Перексид метилэтилкетона	5
Аэросил	1
Дибутилфталат	0,5
Метилэтилкетон	0,2
Диметиланилин	0,003
Перексид изопропилбензола	0,02
Ненасыщенная полиэфирная смола	6
Хлористый бензол	0,005
Амиловый спирт	0,002

Вывод: для безопасного ведения работ необходимо определить предельно- допустимую концентрацию (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, при их наличии применять средства индивидуальной защиты (СИЗ).

7.1.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Движущиеся машины и механизмы

Во время эксплуатации и ремонта системы нефтесборных коллекторов [REDACTED] месторождении возможно поражение движущимися машинами и механизмами. Происходит из-за недостатков в содержании рабочего места, отсутствия ограждений движущихся частей оборудования, применение опасных приемов труда. Мероприятия по устранению опасных и вредных факторов обеспечиваются согласно следующим нормативным документам:

Данные мероприятия проводятся согласно следующим нормативным документам: отраслевые инструкции по безопасности труда трубопроводчика линейного ИОТ-1-22, машинистов крана автомобильного ОИТ-1-13, машинистов цементирующего агрегата ЦА-320, водителей гусеничной техники ОИТ-1-27, электрогазосварщиков (газорезчиков) ИОТ-1-14 и другого персонала который участвует в ремонтных работах.

Необходимо проводить следующие мероприятия:

- проверка наличия на вращающихся и двигающихся частях механизмов кожухов и защитных ограждений;
- согласно ГОСТ 12.4.026- 76 «Цвета сигнальные и знаки безопасности» вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а также используются сигнальные цвета;
- проверка состояния пусковых и тормозных устройств, ремней, тросов, цепей;
- наглядная проверка на механические повреждения;
- проведение инструктажей по технике безопасности;
- при наличии грузоподъемного механизма использовать блокировки;

					Социальная ответственность	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- использование средств индивидуальной защиты (каска, предохранительные пояса, резиновые перчатки, кирзовые сапоги, резиновые сапоги, рукавицы брезентовые, защитные очки и т.д.).

Вывод: для сведения поражения движущимися машинами и механизмами к минимуму необходимо производить комплекс работ, направленных на ведение безопасного технологического процесса.

Поражение электрическим током

Источниками поражения от электрического тока при эксплуатации системы нефтесборных коллекторов на Майском месторождении являются электрические привода на запорной арматуре трубопровода, использование переносных удлинителей для подачи питания на инструмент и механизмы.

Поражение электрическим током- возможно из-за доступности прикосновения к токоведущим частям, отсутствия защитного заземления, не применения защитных средств, при обслуживании электроустановок.

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования должны проводиться в соответствии с требованиями "Правил устройства электроустановок" (ПУЭ), "Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок" 2001 г.
- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств;
- применение защитного заземления буровой установки;
- применение изолирующих, защитных средств (диэлектрические перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;
- допускать к работе специально обученных лиц, имеющих соответствующую группу по электробезопасности.

Вывод: степень риска поражения электрическим током сведен к минимуму, при соблюдении всех норм и правил, при работе с электричеством.

Пожароопасность

Пожароопасность- возможность возникновения и развития пожара. На нефтесборных коллекторах ██████████ месторождения возникновения пожара связано с перекачкой легко- воспламеняющейся жидкостью.

Каждый работник обязан в установленном порядке и времени проходить инструктаж по пожарной безопасности. Так же работник раз в год обязан проходить обучение и получать удостоверение о пожарно-техническом минимуме.

При проведение огневых и газоопасных работ, работники обязаны производить свои действия соблюдая технику пожарной и промышленной безопасности [18][19].

При проведение огневых работ, запрещены какие – либо другие работы вблизи нефтепровода, проезд техники запрещен. Перед проведение опасных работ необходимо получить наряд – допуск, на выполнение соответствующих работ. По окончании мероприятий место проведения работ приводят в порядок, снимают сигнальные ленты, приводят в порядок инструмент, снимают предупреждающие знаки.

7.2 Экологическая безопасность

При выполнении работ необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, сохранения её устойчивого экологического равновесия и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством по охране природы, установленные СНиП 3.01.01-85 гл. 10, СНиП III-42-80* ВСН 012-88 гл. 9.

Настоящим проектом предусмотрены следующие технические и технологические решения для уменьшения воздействия на окружающую среду при выполнении работ и последующей эксплуатации нефтепровода:

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

- приняты минимально необходимые размеры траншеи;
- усиленное антикоррозийное покрытие трубопровода;
- сбор и вывоз промышленных и бытовых отходов с места, согласованные с СЭС.

На всех этапах работ следует выполнять мероприятия предотвращающие:

- развитие неблагоприятных рельефообразующих процессов;
- изменение естественного поверхностного стока;
- загорание естественной растительности;
- захламление территории строительными и другими отходами;
- разлив горюче-смазочных материалов, слив отработанного масла, мойку автомобилей в не установленных местах.

Подрядная организация, выполняющая работы, несет ответственность за соблюдение проектных решений, связанных с охраной окружающей природной среды, а также за соблюдение государственного законодательства по охране природы.

С целью уменьшения воздействия на окружающую среду все работы должны выполняться в пределах полосы отвода земли, определенной проектом.

Проведение ремонтных работ, движение машин и механизмов, складирование и хранение материалов в местах, не предусмотренных проектом, запрещается.

Плодородный слой почвы на площади, занимаемой траншеями и котлованами, до начала основных земляных работ необходимо снять в осенний период и переместить во временные отвалы для последующего восстановления.

Снятие, перемещение, хранение и обратное нанесение плодородного слоя почвы должны выполняться методами, исключающими перемещение его с минеральным грунтом, а также потерю при перемещении.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

Не допускается использование плодородного слоя почвы для устройства присыпки и засыпки трубопровода. Детальная проработка мероприятий природоохранного характера выполняется ППР.

7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – состояние при котором в результате возникновения источника ЧС на объекте, определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей среде.

В настоящее время существуют два основных направления минимизации вероятности возникновения и последствий ЧС на нефтесборных коллекторах ██████████ месторождения:

- 1.заключается в разработке технических и организационных мероприятий, уменьшающих вероятность реализации поражающего потенциала;
- 2.Второе направление заключается в подготовке объектов и обслуживающего персонала.

ЧС могут носить следующий характер:

- техногенные (несчастные случаи, нефтегазопроявления, пожары);
- природные (наводнения, ураганы, морозы).

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы, государственные стандарты, руководящие документы:

- РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»;
- РД 39–132– 94: «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и

					Социальная ответственность	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

отбраковке нефтепромысловых трубопроводов».

- Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.).

- Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.

- Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)

- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03

- Инструкции по технике безопасности предприятия.

- Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.

- ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»

- ОСТ 51.81.82 ССБТ «Охрана труда в газовой промышленности»

- Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г.

- Закон о пожарной безопасности №69-ФЗ, принят 21.12.1994 г (с дополнениями и изменениями от 22.08.1995 г, от 18.04.1996г, от 2.01.1998 г, от 11.2000 г. от 27.12.2000 г.).

- Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992г.

- Правила пожарной безопасности РФ ППБ-01-93. МВД РФ 14.12.1993 г., дополнения к ним от 25.07.1995 г.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

Заключение

Изучив нормативно техническую документацию и проанализировав технологии повышения эффективности работы систем нефтесборных коллекторов, был предложен комплекс мер, включающих в себя реконструкцию промыслового трубопровода и ввод в эксплуатацию полимерной высоконапорной трубы «Anaconda». Общий вид реконструкции представлен в приложении 1 и сравнен со схемой без реконструкции в приложении 2.

Предложенные изменения позволят существенно сократить финансовые потери компании и время на устранение аварийных ситуаций. Локализация розливов и их объем существенно сократится, за счет перевода потока жидкости по другим линиям трубопровода и отсечению аварийного участка запорной арматурой.

Финансовые вложения по внедрению в процесс перекачки трубы из современных полимерных материалов не требует дополнительных денежных затрат, при этом сокращая возникновение отказов до нуля и экономя средства компании.

					Повышение эффективности работы системы нефтесборных коллекторов на ██████████ месторождении			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Разраб.		Папонин И.Ю.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Богданова Ю.В.					104	111
Консульт.		Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

Список публикаций студента:

1. Папонин И.Ю., Брусник О.В. Повышение эксплуатационной надежности промысловых трубопроводов в условиях высокой обводненности на примере применения высоконапорных полимерных труб «Anaconda». Advances of science. Proceedings of articles the international scientific conference, Czech Republic, Karlovy Vary- Russia, Moscow 29-30 March 2016, 221 с.
2. Принято к печати в SGEM 2016, 16 International Scientific GeoConference.

					Повышение эффективности работы системы нефтесборных коллекторов на [REDACTED] месторождении			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Разраб.		Папонин И.Ю.			Список публикаций студента	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Богданова Ю.В.					105	111
Консульт.		Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

Список используемых источников

1. Технологический регламент на промышленные трубопроводы [REDACTED] НМ по РД 39-132-94/ Под ред. ООО «Норд Империял», 2014 г.- 37 с.
2. Технологический регламент на промышленные трубопроводы Южно-[REDACTED] НМ по РД 39-132-94/ Под ред. ООО «Норд Империял», 2014 г.- 36 с.
3. РД 39-132-94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов.
4. Отчет о научно-исследовательской работе № 22.01.12 «Проведение экспертизы нефтепромысловых труб», ЗАО ВНИИТнефть г. Самара, 24 апреля 2012 г.- 20 с.
5. СП 34-116-97 Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промышленных нефтегазопроводов.
6. ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
7. Quadrant. URL: <http://www.quadrant.com.ua/prichvidkoroz.html>. Дата обращения 18.03.2016.
8. Технология композитов. URL: <http://tk.perm.ru>. Дата обращения 09.03.2016.
9. Отчет «Оценка эффективности действия ингибитора коррозии «Аквакор» на Майском месторождении», ООО «Норд Империял», декабря 2013 г.- 4с.
10. Заключение по результатам исследования металла трубы 219х8,0 компании НПК «Интроскопия», 10.08.12.

					Повышение эффективности работы системы нефтесборных коллекторов на [REDACTED] месторождении			
Изм.	Лист	Ф.И.О.Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Разраб.		Папонин			Список используемых источников	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Богданова					106	111
Консульт.		Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

- 11.Справка отказов от ведущего специалиста ООО «Норд Империл», 15.02.2016.
12. Нормы расхода топлива и смазочных материалов на автомобильном транспорте и автотракторной технике ООО «Норд Империл».
13. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
14. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
15. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.
16. ГОСТ 12.4.002-97 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты рук от вибрации. Технические требования и методы испытаний.
- 17.Гост 12.1.007-76 Вредные вещества классификация и общие требования безопасности.
- 18.РД 34.03.301-95 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.
- 19.ППБ-05-86 «Правила пожарной безопасности при производстве строительно-монтажных работ».
- 20.РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах».
21. Теплинский Ю.А., Быков И.Ю. Управление эксплуатационной надежностью магистральных газопроводов.- М., 2007.- 400 с.
- 22.СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы.
- 23.Инструкция по безопасности труда трубопроводчика линейного ИОТ-1-22.

					Список используемых источников	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

24. Инструкция по безопасности для машинистов крана автомобильного ОИТ-1-13.
25. Инструкция по безопасности для машинистов цементирующего агрегата ЦА-320.
26. Инструкция по безопасности водителей гусеничной техники ОИТ-1-27.
27. Инструкция по безопасности электрогазосварщиков (газорезчиков) ИОТ-1-14.
28. ГОСТ 5272-68 Коррозия металлов. Термины.
29. ГОСТ Р 52720- 2007 Арматура трубопроводная. Термины и определения.
30. ГОСТ Р 53480-2009 Надежность в технике. Термины и определения.
31. ГОСТ 27.301-95. Надежность в технике. Расчет надежности. Основные положения.
32. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1).
33. ГОСТ Р 22.0.01-94 Безопасность в ЧС. Основные положения.
34. ГОСТ 12.1.010- 76 Взрывобезопасность. Общие требования.
35. ГОСТ 12.3-003-86* Работы электросварочные. Требования безопасности.
36. ГОСТ 12.3.033-84 Строительные машины. Общие требования безопасности при эксплуатации.
37. ГОСТ 12.3.016-87 Строительство. Работы антикоррозионные. Требования безопасности.

					Список используемых источников	Лист
						108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение 1

Приложение 2