

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы			
«Анализ методов повышения эксплуатационной надежности промысловых трубопроводов»			
УДК 622.692.4-047.44			
Студент			
Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ72	Пастухов А.С.		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Черемискина М. С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина А. В.	д.т.н, доцент		

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ МАГИСТРА

Планируемые результаты обучения

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды.	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК22;
P5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20;
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность.	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК23
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23

	ответственность за результаты работы	
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК8; ПК-23

Отделение нефтегазового дела

(Подпись)

(Дата)

(Ф.И.О.)

на выполнение выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Объект исследования: Юрубчено-Тохомское
нефтегазоконденсатное месторождение,
внутрипромысловый нефтепровод «УПН-2-
ПСП» ПК 27+00 по ПК28+00

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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>	Изучить нормативно-техническую документацию в области строительства и эксплуатации нефтепроводов, исследовать методы повышения эксплуатационной надежности внутрипромыслового нефтепровода, разработать рекомендации по замене захлестных стыков на линейные, рассчитать эксплуатационную надежность данного участка нефтепровода.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Рисунки, таблицы
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк В.Б., доцент, к.э.н.
«Социальная ответственность»	Черемискина М. С., ассистент
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Литературный обзор	
2. Характеристику объекта	
3. Эксплуатационную надежность	

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ72	Пастухов Артем Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ72	Пастухову Артему Сергеевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело / надежность газонефтепроводов и хранилищ

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Линейная часть внутрипромыслового нефтепровода, и методы повышения эксплуатационной надежности
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность:	2.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 2.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаро-взрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).
3. Экологическая безопасность:	– защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению

	экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.
4.Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.

Дата выдачи раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Черемискина М.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ72	Пастухов Артем Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ72	Пастухову Артему Сергеевичу

Школа	Природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка стоимости ресурсов на проведение строительства линейной части нефтепроводов.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет затрат и финансового результата реализации проекта по мониторингу линейной части нефтепроводов
2. Планирование и формирование бюджета мероприятий	Планирование видов и объемов работ, формирование кадрового состава, расчет основных статей расходов
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности при строительстве линейной части нефтепроводов

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Расчетные формулы
2. Таблицы
3. График сравнения показателей

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ72	Пастухов Артем Сергеевич		

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Уровень образования магистр
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.05.2019
--	------------

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.02.2019	<i>Обзор литературы</i>	10
15.02.2019	<i>Общие сведения об объекте исследования</i>	10
01.03.2019	<i>Построение методики расчета</i>	15
22.03.2019	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	15
03.04.2019	<i>Социальная ответственность</i>	15
20.04.2019	<i>Приложение на иностранном языке</i>	15
28.04.2019	<i>Заключение</i>	5
20.05.2019	<i>Презентация</i>	15
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина А. В.	д.т.н, доцент		

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация включает 123 страниц текстового материала, 7 рисунков, 18 таблиц, 83 источников.

Ключевые слова: внутрипромысловый нефтепровод, надежность, дефекты, смещение кромок.

Объект исследования: участок внутрипромыслового нефтепровода «УПН-2-ПСП» от ПК27+00 до ПК28+00.

Цель работы: : выбор оптимального технического решения, направленного на повышения эксплуатационной надежности внутрипромысловых нефтепроводов путем замены захлестных стыков на линейные.

В результате работы рассмотрена и изучена нормативно-техническая документация и различные методические указания, действующие в области строительства и эксплуатации техники, проведено исследование и выявлено решение по повышению эксплуатационной надежности внутрипромысловых нефтепроводов за счет замены захлестных стыков на линейные, разработаны рекомендации по совершенствованию технологии замены захлестных стыков на линейные при строительстве внутрипромысловых нефтепроводов.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: Технология и организация выполнения работ, подготовительные работы, полевые работы, работы с системами неразрушающего контроля, методики расчета технического состояния технологических трубопроводов и.т.д.

Область применения: Нефте и газотранспортные предприятия.

Экономическая эффективность/значимость работы: Определение экономических затрат на укладку трубопровода.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

Нормативные ссылки

В работе использованы ссылки на следующие нормативные документы:

7-ФЗ	Об охране окружающей среды
ГОСТ 20911-89	Техническая диагностика. Термины и определения
ГОСТ 12.1.003–83	ССБТ «Шум общие методы безопасности».
ГОСТ 27.002-89	Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения
ГОСТ 25275-82	Приборы для измерения вибрации вращающихся машин. Общие технические требования
ГОСТ 24450	Контроль неразрушающий. Магнитный. Термины и определения
ГОСТ 14782	Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые
ГОСТ 23667	Контроль неразрушающий. Дефектоскопы ультразвуковые. Методы измерения основных параметров
ГОСТ 12.1.004–91	Пожарная безопасность
ГОСТ 12.0.003–74	ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
ГОСТ 12.1.005-88	ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
ГОСТ 12.4.011-89	Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация

Определения

В работе используются следующие термины с соответствующими определениями:

Исправное состояние (исправность): состояние объекта, при котором он соответствует всем требованиям нормативно-технической документации и(или) конструкторской (проектной) документации.

Неисправное состояние: соответствие объекта, при котором он не соответствует хотя бы по одному из требований научно-технической документации.

Неработоспособное состояние (неработоспособность): состояние, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Отказ: событие, заключающееся в нарушении работоспособности.

Работоспособное состояние (работоспособность): состояние оборудования, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Обозначения и сокращения:

УЗК – ультразвуковой контроль;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ГОСТ – государственный стандарт;

НИР – научно-исследовательская работа;

СИЗ – средство индивидуальной защиты;

ССБТ – система стандартов безопасности труда;

ТУ – технические условия.

Оглавление

Введение.....	14
Обзор литературы.....	17
1.1 Общая характеристика производственного объекта.....	19
1.2 Характеристика перекачиваемой продукции	25
1.3 Описание технологического процесса.....	27
1.4 Технологический режим работы промыслового трубопровода.....	27
1.5 Проходные давления.....	27
1.6 Средства автоматизации контроля технологических процессов.....	28
1.7 Описание технологии пропуска очистных устройств.....	42
1.8 Порядок пуска	43
1.9 Условия ведения нормального технологического процесса	46
1.10 Остановка трубопроводов.....	47
1.11 Аварийные ситуации и способы их устранения.....	48
2.1 Эксплуатационная надежность внутрипромысловых нефтепроводов...	52
2.2 Эксплуатационная надежность сварных стыков	54
2.2.1 Дефекты сварных соединений и их классификация	54
2.3 Формы смещения кромок и условия надежности.....	58
2.4 Рекомендации по замене захлестных стыков на линейный.....	61
3 Расчетная часть.....	64
3.1 Определение допустимой величины смещения кромок нефтепровода. 64	
3.2 Проверка трубопровода на прочность	67
3.3 Расчет комплексного показателя надежности трубопровода.....	69
4 Социальная ответственность.....	70
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	83
Заключение	94
Список использованной литературы.....	95
Приложение А	105

Введение

Управление эксплуатационной надежностью внутрипромысловых нефтепроводов представляет собой процесс системной реализации комплекса сбалансированных мер, основанных на регулярном мониторинге изменения качества труб, соединений и материалов под влиянием внутренних и внешних факторов воздействия. К внутренним факторам, обеспечивающим эксплуатационную надежность нефтепроводов, следует отнести совершенство кристаллической структуры металла, чистоту химического состава, культуру плавки, качество проката; к внешним — силовые воздействия, агрессивность контактных сред, электрохимическую спонтанность растрескивания металла под напряжением, изъяны сварки, осмотические и диффузионные перетоки в антикоррозионных покрытиях и т. п.

Как видно, механизм формирования этих факторов не всегда доступен для контроля (например, фазовая кристаллизация металла) или скрыт от наблюдения (дислокационные сдвиги при прокате). Иногда этот механизм подвержен антропогенным срывам (например, ошибка расчетчика) или случайным явлениям (смятие труб при монтаже). Но в любом случае механизм управления эксплуатационной надежностью требует глубокого научного обоснования эксплуатационных воздействий на объекты нефтетранспортной системы и познания физико-химических закономерностей взаимодействия этих объектов с окружающей средой. Такой подход позволяет создать систему методов управления, матрица которой обеспечивает унификацию принятия инженерных решений при выборе превентивных, профилактических или оперативных мер по поддержанию потенциального уровня эксплуатационной надежности нефтетранспортных систем в целом.

Прежде всего, это относится к систематизации методов научных исследований, включающих организационный регламент их поэтапного выполнения, а также комплекс современных инструментальных методик, обеспечивающих метрологический и интеллектуальный контроль технического состояния действующих объектов. Методологическая унификация положена в основу системного обобщения и совершенствования приемов мониторинга для оценки опасности коррозионных сред на выработку прочностного ресурса нефтепроводных труб, а также для прогнозного выявления участков нефтепровода, склонных к стресс-коррозионным разрушениям. К системе управления эксплуатационной надежностью отнесена оценка прочности трубных конструкций, подверженных смещению кромок в стыках сварных швов, а также деформированию стенок труб или их механическим повреждениям. Наконец важным и не замыкающим по своему приоритету управленческим фактором является метод оценки эксплуатационной стойкости антикоррозионных покрытий, предназначенных для обеспечения длительной эксплуатационной перспективы труб в условиях коррозионной агрессии. Комплекс этих методов и их структурная связь сформированы на основе анализа причин аварийных разрушений исследуемых систем, а также на основе результатов лабораторных, стендовых и промышленных испытаний.

Целью работы является выбор оптимального технического решения, направленного на повышения эксплуатационной надежности внутрипромысловых нефтепроводов путем замены захлестных стыков на линейные.

Для того чтобы достичь поставленную цель были поставлены следующие задачи:

1. Изучение нормативно-технической документации в области строительства и эксплуатации техники;

2. Исследование методов повышения эксплуатационной надежности внутрипромыслового нефтепровода;

3. Разработка рекомендаций по замене захлестных стыков линейными стыки на примере участка внутрипромыслового нефтепровода УПН-2-ПСП;

4. Расчёт эксплуатационной надежности.

Научная новизна заключается в том, что, Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение, начало свое активное развитие с 2014года и строительство планируется до 2030года. На сегодняшний день разработано 25 кустов, в планах – 150 кустов, следовательно, будет строительство масштабной трубопроводной системы. Огромное значение на этапе строительства имеет эксплуатационная надежность сварных соединений .

Объектом исследования является участок линейной части нефтепровода УПН-2-ПСП от ПК27+00 до ПК28+00.

Обзор литературы

В ходе написании данной диссертационной работы были использованы научная и учебно-методическая литература, нормативно-техническая документация РФ, а также научные статьи. Вопросы обеспечения надежности технических систем рассматривались в работах Ю.А. Теплинского «Управление Эксплуатационной надежностью внутрипромысловых трубопроводов», «Эксплуатационная надежность металлических конструкций и сооружений производственных зданий в экстремальных условиях Севера» А. Собакина «Надёжность. Теория и практика», Г.В. Веникова «Надёжность и проектирование», В.К. Дедкова «Надёжность и безопасность в технике», Ю.А. Ермолина «Надежность технических систем: учебное пособие», В.Е. Канарчукова «Основы надёжности машин», А.М. Климова «Надёжность технологического оборудования: учебное пособие», Г.Б. Лялькина «Надёжность технических систем и техногенный риск. Часть 1. Надёжность технических систем: учебное пособие», А.М. Половко «Основы теории надёжности», А.А. Рыжкина «Основы теории надёжности: учебное пособие», О.Н. Хомяк «Расчёты надёжности элементов машин при проектировании». В выше перечисленных источниках глубоко рассмотрены вопросы обеспечения стабильной работы технических систем и их виды отказов.

Обеспечении надежности оборудования, эксплуатируемого в магистральном трубопроводном транспорте, были рассмотрены в работах О.В. Оралова «Анализ методов и подходов к оценке надежности при прогнозировании отказов оборудования магистрального трубопроводного транспорта», «Повышение надежности оборудования внутрипромысловых нефтепроводов», А. И. Владимировой «Промышленная безопасность и надёжность магистральных трубопроводов», С.В. Дейнеко «Обеспечение надёжности систем трубопроводного транспорта нефти и газа», А.М. Зинекича «Развитие научных основ надежности трубопроводов», А.А. Коршака «Обеспечение надёжности магистральных трубопроводов», Ю.В

Лисина «Разработка инновационных технологий обеспечения надёжности магистрального нефтепроводного транспорта», А.А. Сарвина «Диагностика и надёжность автоматизированных систем управления», В.А. Сорока «Надёжность оборудования после модернизации и капремонта до 95%», Ю.А. Теплинского «Управление эксплуатационной надёжностью магистральных нефтепроводов». В данных работах рассмотрены вопросы надёжной эксплуатации магистральных и внутрипромысловых трубопроводов и технологического оборудования, позволяющие прогнозировать состояние линейной части и контролировать их, рассчитывать оптимальные технологические параметры транспортируемой среды, для обеспечения надёжной эксплуатации трубопроводов и прилегающего оборудования.

1.1 Общая характеристика производственного объекта

Наименование объекта: «Объекты обустройства расширенного первоочередного участка Юрубчено-Тохомского месторождения. Нефтепровод УПН-2 – ПСП (УПН Юр-5)».

Генеральный проектировщик: ОАО «ТомскНИПИнефть».

Субподрядная организация: ООО «Томскнефтепроект».

Технологический регламент разработан на основании задания на проектирование от 06.11.2014 г утвержденного главным инженером ОАО «ТомскНИПИнефть» В.З. Кузнецовым.

Настоящий регламент выполнен на промысловый трубопровод Юрубчено-Тохомского месторождения. Характеристика трубопровода приведена в таблице 1.1.

Таблица 1.1

Трубопровод	Диаметр и толщина стенки трубы, мм	Протяженность, м
Нефтепровод «УПН-2 - ПСП (УПН-Юр-5)»	325x8	16417

Система промыслового трубопровода является полностью герметизированной, поэтому в данном производстве какие-либо отходы отсутствуют. Возможны только аварийные выбросы транспортируемого продукта.

Для строительства проектируемого нефтепровода «УПН-2 - ПСП (УПН-Юр-5)» приняты трубы бесшовные повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости, из стали марки 13ХФА, класс прочности К52 для обустройства месторождений ОАО «НК «Роснефть».

Фасонные детали нефтепровода выполнены аналогично трубам из стали 13ХФА, т.е. механические свойства металла готовых деталей, соответствуют требованиям основного металла труб.

Для подземной прокладки напорного нефтепровода трубы поставляются с заводским антикоррозионным покрытием усиленного типа с максимальной температурой эксплуатации плюс 60°С, с теплоизоляционным слоем из пенополиуретана толщиной 50 мм, с защитной оболочкой из из стали с антикоррозионным полиэтиленовым покрытием.

Решение о применении труб с заводским теплоизоляционным слоем из пенополиуретана толщиной 50 мм предусмотрено:

- для предотвращения снижения температуры транспортируемого продукта;
- для исключения теплового воздействия транспортируемого продукта в зоне распространения вечномёрзлых грунтов: предотвращения нарушения температурного баланса грунтовой толщи и оттаивания существующих массивов многолетнемерзлых пород.

Покрyтия должны выдерживать внешние воздействия без отслаивания, расслаивания и растрескивания в интервале температур:

- при хранении от минус 60 до плюс 60 °С;
- при проведении погрузо-разгрузочных работ и транспортировании изолированных труб – от минус 50 до плюс 60 °С;
- при проведении строительно-монтажных и укладочных работ – от минус 45 до плюс 50 °С;
- при эксплуатации – от минус 20 до плюс 60 °С.

Антикоррозионная изоляция поверхности фасонных деталей принята: с наружным антикоррозионным покрытием усиленного типа с максимальной температурой эксплуатации плюс 60 °С, с теплоизоляционным слоем из

пенополиуретана толщиной 50 мм, с защитной оболочкой из стали с антикоррозионным полиэтиленовым покрытием.

Для наружной защиты зоны сварных швов соединений подземно монтируемых труб применены материалы на основе битумно–полимерных мастик в комплекте с наружной неразъемной термоусаживающейся муфтой.

Для теплоизоляции сварных стыков (труб-труба) и фасонных деталей (труба-отвод/переход/тройник) с заводской изоляцией из пенополиуретана предусмотрены комплекты теплогидроизоляции сварных стыковых соединений толщиной 50 мм, шириной 600 мм (КТС 325-ППУ50-МП).

Надземные участки напорного нефтепровода и фасонные детали, не имеющие заводского теплоизоляционного покрытия, теплоизолируют согласно СП 61.13330.2012. Состав тепловой изоляции:

маты из штапельного стекловолокна URSA марки М-25 толщиной 80 мм, коэффициент уплотнения – 1,33;

покровный слой поверх теплоизоляции – сталь тонколистовая оцинкованная толщиной 0,5 мм по ГОСТ 14918-80*.

Тепловая изоляция предусмотрена на узлах запуска и приема СОД и узлах запорной арматуры №№ 1-6.

Арматура теплоизолируется разъемными коробами SAS. Короба состоят из оболочки (оцинкованная сталь) и теплоизоляционного слоя (ГОСТ 21880-2011).

Класс и категория промышленного трубопровода определяются в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 и СП 34-116-97.

Нефтепровод «УПН-2 - ПСП (УПН-Юр-5)» относится ко II классу (условный диаметр 300 мм) в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 п.7.1.3 и СП 34-116-97.

В зависимости от назначения трубопровода в соответствии с таблицей 3 ГОСТ Р 55990-2014 нефтепровод отнесен к категории Н1 – «нормальная» (согласно таблице 7 СП 34-116-97 – III категория).

Согласно таблице ГОСТ Р 55990-2014 транспортируемый продукт относится к категории 7 (горючий нетоксичный продукт – нефть).

Участки нефтепровода в зависимости от их характеристик (условий прохождения трассы) и категории транспортируемого продукта согласно требованиями таблицы 4 ГОСТ Р 55990-2014 отнесены к следующей категории:

- переход через р. Юрубчен – русловая часть реки, шириной зеркала воды в межень 25 м и более, прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый (от среднемеженного горизонта высоких вод), пойма по горизонту высоких вод 10 % обеспеченности, и участки протяженностью 1000 м от границ ГВВ 10 % обеспеченности – категория С («средняя»);
- пересечение с автодорогой, включая участки по 25 м по обе стороны от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна – категория С («средняя»);
- пересечения с подземными коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации – категория С («средняя»);
- узлы запуска и приема средств очистки и диагностики (далее СОД), узлы линейной запорной арматуры, а также примыкающие к ним участки длиной не менее 250 м в каждую сторону от границ узла – категория С («средняя»);
- участок нефтепровода на подходе к территории УПН в пределах 250 м от ограждения территории площадки – категория С («средняя»);
- пересечения с ВЛ до 20 кВ, включая участки длиной не менее 1000 м в обе стороны от пересечения с ВЛ согласно п. 2.5.290 ПУЭ-7 отнесены ко II категории, что соответствует категории С («средняя») по ГОСТ Р 55990-2014.

В соответствии с ВСН 51-3/2.38-85 в зависимости от характера транспортируемой среды группа нефтепровода – 1.

В соответствии с СП 34-116-97, предусмотрен 100 % неразрушающий контроль сварных соединений радиографированием, а также дублирующий контроль ультразвуковым методом стыков приварки арматуры, соединений трубопроводов, захлестов.

Согласно СП 34-116-97 для восстановления пропускной способности нефтепровода необходима периодическая очистка внутренней полости путем удаления парафина, песка, водяных и газовых скоплений, а также различных механических примесей. С этой целью на нефтепроводе «УПН-2 - ПСП (УПН-Юр-5)» предусмотрена очистка полости путем пропуска средств очистных и диагностики (СОД), для этого предусмотрены камеры запуска/приема СОД. Продукты очистки и нефть из камер запуска и приема собирают в дренажные емкости с последующей откачкой в автоцистерну. Из емкости, оснащенной насосом, продукты очистки откачивают в автоцистерну и вывозят для утилизации на шламонакопитель Юрубчено-Тохомского месторождения.

Для оценки эффективности противокоррозионных мероприятий и скорости протекания коррозионных процессов на нефтепроводе предусмотрен узел контроля скорости коррозии. Узел контроля скорости коррозии состоит из образцов-свидетелей, устанавливаемых в нефтепровод через патрубок с задвижкой, на 1-2 месяца. Остаточная скорость коррозии измеряется путем погружения образцов свидетелей во внутреннюю полость нефтепровода, причем образец свидетель должен быть выполнен из той же марки стали, что и основной металл, нефтепровода скорость коррозии определяется путем измерения убыли массы образца, либо по изменению его внутреннего сопротивления.

Участки нефтепровода на пересечениях с автомобильными дорогами и подземными коммуникациями прокладываются в защитном футляре из

трубы диаметром 720x10 мм, изготовленной по группе Д ГОСТ 10705-80, диаметром не менее чем на 200 мм больше по отношению к диаметру исходной трубы, согласно требованиям ГОСТ Р 55990-2014.

для футляров принята антикоррозионная изоляция усиленного типа в соответствии с конструкцией № 15 согласно таблице 1 ГОСТ Р 51164-98:

- грунтовка «Праймер НК-50»;
- лента полиэтиленовая «Полилен 40-ЛИ-63» толщина 0,63 мм;
- обертка липкая полиэтиленовая «Полилен ОБ 40-ОБ-63» толщина 0,63 мм.

Места размещения арматуры на трубопроводе определены в соответствии с техническим заданием на проектирование и требованиям РД 39-132-94, исходя из эксплуатационной необходимости и из условий снижения вредного воздействия на окружающую среду в случае аварии. По трассе трубопровода нефтепровода «УПН-2 - ПСП (УПН-Юр-5)» предусмотрена запорная арматура:

- ПК 2+69,13. Узел запуска СОД с дренажной подземной емкостью объемом 8,0 м³;
- ПК 32+34,57 узел запорной арматуры № 1 (УЗА № 1);
- ПК 38+60,00 узел запорной арматуры № 2 (УЗА № 2);
- ПК 64+22,00 узел запорной арматуры № 3 (УЗА № 3);
- ПК 66+79,00 узел запорной арматуры № 4 (УЗА № 4);
- ПК 135+42,00 узел запорной арматуры № 5 (УЗА № 5);
- ПК 146+75,00 узел запорной арматуры № 6 (УЗА № 6)
- ПК 160+47,14. Узел приема СОД с дренажной подземной емкостью объемом 8,0 м³ и узлом контроля скорости коррозии.

Арматура выбрана на максимальное рабочее давление, которое может возникнуть в системе перекачки. Количество и марка запорной арматуры, примененной на трубопроводах, представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2

Наименование	Кол-во, шт.	Вес ед., кг
Нефтепровод «УПН-2 - ПСП (УПН-Юр-5)»		
Задвижка стальная клиновая DN 300 мм, PN 4,0 МПа с электроприводом во взрывозащищенном исполнении, фланцевая. Класс герметичности затвора "А" по ГОСТ Р 54808-2011. Среда – нефтегазоводяная смесь	4	450,0
Кран шаровой надземной установки под приварку DN 300 мм, PN 4,0 МПа, с электроприводом во взрывозащищенном исполнении. Класс герметичности затвора "А" по ГОСТ Р 54808-2011. Среда – нефть	6	820,0
Задвижка стальная клиновая DN 150 мм, PN 4,0 МПа с электроприводом во взрывозащищенном исполнении, фланцевая. Класс герметичности затвора "А" по ГОСТ Р 54808-2011. Среда – нефтегазоводяная смесь	2	112,0
Кран шаровой надземной установки фланцевый DN 100 мм, PN 4,0 МПа, с ручным управлением. Класс герметичности затвора "А" по ГОСТ Р 54808-2011. Среда – нефть	2	123,0
Кран шаровой надземной установки фланцевый DN 80 мм, PN 4,0 МПа, с ручным управлением. Класс герметичности затвора "А" по ГОСТ Р 54808-2011. Среда – нефть	6	63,0

1.2 Характеристика перекачиваемой продукции

Основным источником опасности являются нефть и газ, содержащиеся в перекачиваемом трубопроводе. При порыве трубопровода происходит

пролив нефтяной смеси на поверхность почвы, а также выброс попутного нефтяного газа.

Характеристика нефти Юрубчено-Тохомского месторождения представлена в таблице 1.3.

Таблица 1.3

Наименование	Количество
Плотность при 20 0С, кг/м ³	821
Вязкость разгазированной нефти:	
при 20 °С, мПа с	8,50
при 50 0С, мПа с	4,81
Массовое содержание (среднее значение):	
серы, % масс.	0,22
смола силикагелевых, % масс.	4,66
асфальтенов, % масс.	0,18
парафинов, % масс.	1,95
Температура начала кипения, °С	66,51
Температура застывания, °С	минус 39,49
Объемный выход фракций:	
до 100 °С, %	6,06
до 150 °С, %	15,06
до 200 °С, %	25,74
до 250 °С, %	36,55
до 300 °С, %	48,34
Молярная масса, г/моль	233

1.3 Описание технологического процесса

Нефтепровод «УПН-2 - ПСП (УПН-Юр-5)» для транспортировки подготовленной в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002 продукции скважин от установки подготовки нефти УПН-2 на ПСП (УПН на Юр-5) Юрубчено-Тохомского месторождения.

1.4 Технологический режим работы промыслового трубопровода.

Режим работы трубопровода непрерывный.

Рабочее давление в трубопроводе – 4,0 МПа в соответствии с заданием на проектирование.

Диаметр трубопровода выбран на основании гидравлического расчета, исходя из условия поддержания рекомендуемых оптимальных скоростей и потерь напора при эксплуатации.

1.5 Проходные давления

Под проходным давлением понимается избыточное давление в определенной точке системы транспорта продукции, соответствующее заданному режиму движения этой продукции. Значения давлений уточняются после вывода системы на установившийся режим и фиксируются в регламенте работы трубопровода транспорта нефти.

Характеристика и проходные давления по трассе нефтепровода, основанные на гидравлическом расчете, приведены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Характеристики и проходные давления по трассам трубопроводов

Трубопровод	Расход жидкости м3/сут.	Давление в начале трубопровода, МПа	Давление в конце трубопровода, МПа	Протяженность, м
Нефтепровод «УПН-2 - ПСП (УПН-Юр-5)»	3516	1,02	0,40	16417

1.6 Средства автоматизации контроля технологических процессов

Технические характеристики и параметры контроля для трубопровода приведены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Нормы технологического режима работы трубопровода

Наименование трубопровода, процесса и параметров	Поз. по схеме (место установки прибора или место замера)	Ед. измерения	Допустимые пределы технологических параметров	Требуемый класс точности измерительных приборов	Примечание
1	2	3	4	5	6
Нефтепровод «УПН-2 - ПСП (УПН-Юр-5)»					
ПК 2+69,13. Узел запуска СОД:					
- контроль давления	до и после эл. приводной арматуры в трубопроводе от УПН-2	МПа	от 0,86 до 1,16	1,0	Манометр
- контроль давления	в трубопроводе в линии откачки в автоцистерну	МПа	от 0,86 до 1,16	1,0	Манометр
- контроль давления	до и после эл. приводной арматуры в трубопроводе от УПН-2	МПа	от 0,86 до 1,16	Погрешность 1,5	Датчик избыточного давления
- контроль уровня	емкость	мм	250 - 1400	±3 мм	Рефлексо-радарный уровнемер

					р
- контроль температуры	В трубопроводе	°C	от 4 до 10	Погрешность $\pm 0,02$ % от шкалы	Преобразователь температуры
- контроль давления	В камере запуска СОД	МПа	от 0,86 до 1,16	1,0	Манометр
- контроль давления	В камере запуска СОД	МПа	от 0,86 до 1,16	Погрешность 1,5	Датчик избыточного давления
ПК 32+34,57. Узел запорной арматуры № 1					
- контроль давления	до и после эл. приводной арматуры	МПа	от 0,77 до 1,03	1,0	Манометр
- контроль давления	до и после эл. приводной арматуры	МПа	от 0,77 до 1,03	Погрешность 1,5	Датчик избыточного давления
ПК 38+60,00. Узел запорной арматуры № 2					
- контроль давления	до и после эл. приводной арматуры	МПа	от 0,77 до 1,03	1,0	Манометр

Продолжение таблицы 1.5

1	2	3	4	5	6
- контроль давления	до и после эл. приводной арматуры	МПа	от 0,77 до 1,03	Погрешность 1,5	Датчик избыточного давления
ПК 64+22,00. Узел запорной арматуры № 3					
- контроль давления	до и после эл. приводной арматуры	МПа	от 0,66 до 0,9	1,0	Манометр
- контроль давления	до и после эл. приводной арматуры	МПа	от 0,66 до 0,9	Погрешность 1,5	Датчик избыточного давления
ПК 67+00,00. Узел запорной арматуры № 4					
- контроль давления	до и после эл. приводной арматуры	МПа	от 0,65 до 0,89	1,0	Манометр
- контроль	до и после эл.	МПа	от 0,65 до	Погрешность	Датчик

давления	приводной арматуры		0,89	ь 1,5	избыточно го давления
ПК 135+42,00. Узел запорной арматуры № 5					
- контроль давления	до и после эл. приводной арматуры	МПа	от 0,43 до 0,59	1,0	Манометр
- контроль давления	до и после эл. приводной арматуры	МПа	от 0,43 до 0,59	Погрешност ь 1,5	Датчик избыточно го давления
ПК 146+75,00. УЗА. Узел запорной арматуры № 6					
- контроль давления	до и после эл. приводной арматуры	МПа	от 0,4 до 0,54	1,0	Манометр
- контроль давления	до и после эл. приводной арматуры	МПа	от 0,4 до 0,54	Погрешност ь 1,5	Датчик избыточног о давления

Продолжение таблицы 1.5

1	2	3	4	5	6
ПК 160+47,14. Узел приема СОД:					
- контроль давления	На входе на узел приема СОД	МПа	от 0,36 до 0,48	1,0	Манометр
- контроль давления	после эл. арматуры в трубопроводе на ПСП (Юр-5)	МПа	от 0,36 до 0,48	1,0	Манометр
- контроль давления	в трубопроводе после насоса емкости	МПа	от 0,36 до 0,48	1,0	Манометр
- контроль давления	На входе на узел приема СОД	МПа	от 0,36 до 0,48	Погрешност ь 1,5	Датчик избыточно го давления
- контроль давления	после эл. арматуры в трубопроводе на ПСП (Юр-5)	МПа	от 0,36 до 0,48	Погрешност ь 1,5	Датчик избыточно го давления
- контроль давления	В камере приема СОД	МПа	от 0,36 до 0,48	1,0	Манометр
- контроль давления	В камере приема СОД	МПа	от 0,36 до 0,48	Погрешност ь 1,5	Датчик избыточно го давления

- контроль уровня	штуцер DN 65	мм	250 - 1400	±3 мм	Рефлек- радарный уровнеме р
- контроль температуры	В трубопроводе	°C	от 4 до 10	Погрешност ь ±0,02 % от шкалы	Преобраз ователь температу ры

Перечень блокировок и сигнализаций приведен в таблице 1.6

Таблица 1.6

Наименование параметра	Наименование оборудования	Критический параметр	Величина устанавливаемого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию
			минимальная	максимальная	минимальная	максимальная	минимальная	Максимальная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Узел запуска СОД (ПК 2+69,13).									
Уровень жидкости текущий	LGT 1-11.1		350 мм	1400 мм			350 мм	1300 мм	Предупредительная сигнализация минимального и максимального значения дистанционно. Сигнализация минимального уровня по месту
		1400 мм		2800 мм			250	1400 мм	Аварийная сигнализация максимального и минимального значения дистанционно. Световая и звуковая сигнализация минимального аварийного и максимального аварийного уровня по месту
Давление до и после эл. приводной арматуры в трубопроводе от УПН-2	PG 1-1.1 PG 1-1.2 PT 1-3.1; PT 1-3.2			1,01 МПа			-15 % Рраб	-15 % Рраб	Местное и дистанционное измерение. Сигнализация оператору при отклонении давления на $\pm 15\%$

Температура в трубопроводе	TGT 1-7.1		4 °C	10 °C					Местное и дистанционное измерение
Контроль прохождения скребка	YS 1-6.1a								Дистанционный контроль
Давление в камере запуска СОД	PG 1-1.4 PT 1-3.3			1,01 МПа			-15 % Рраб	-15 % Рраб	Местное и дистанционное измерение.
Загазованность на территории	AT 1-8.1			10% НКПР				10% НКПР	Предупредительная сигнализация, визуальная сигнализация дистанционно и по месту
				20% НКПР				20% НКПР	Визуальная и звуковая аварийная сигнализация дистанционно и по месту.
Управление запорной арматурой №1/2, №1/3									Открыть, закрыть, стоп
Состояние запорной арматуры №1/2, №1/3									Открыта, закрыта, авария, режим ДУ
ПК 32+34,57. Узел запорной арматуры № 1									

Давление до и после эл. приводной арматуры	PG 2-1.1 PG 2-1.2 PT 2-3.1; PT 2-3.2			0,9 МПа			-15 % Рраб	-15 % Рраб	Местное и дистанционное измерение. Сигнализация оператору при отклонении давления на ± 15 %
Контроль прохождения скребка	YS 2-6.1a								Дистанционный контроль
Загазованность на территории	AT 2-8.1			10% НКПР				10% НКПР	Предупредительная сигнализация, визуальная сигнализация дистанционно и по месту
				20% НКПР				20% НКПР	Визуальная и звуковая аварийная сигнализация дистанционно и по месту.
Управление запорной арматурой									Открыть, закрыть, стоп
Состояние запорной арматуры									Открыта, закрыта, авария, режим ДУ
ПК 38+60,00. Узел запорной арматуры № 2									

Давление до и после эл. приводной арматуры	PG 3-1.1 PG 3-1.2 PT 3-3.1; PT 3-3.2			0,88 МПа			-15 % P _{раб}	-15 % P _{раб}	Местное и дистанционное измерение. Сигнализация оператору при отклонении давления на $\pm 15\%$
Контроль прохождения скребка	YS 3-6.1a								Дистанционный контроль
Загазованность на территории	AT 3-8.1			10% НКПР				10% НКПР	Предупредительная сигнализация, визуальная сигнализация дистанционно и по месту
				20% НКПР				20% НКПР	Визуальная и звуковая аварийная сигнализация дистанционно и по месту.
Управление запорной арматурой									Открыть, закрыть, стоп
Состояние запорной арматуры									Открыта, закрыта, авария, режим ДУ

ПК 64+22,00. Узел запорной арматуры № 3									
Давление до и после эл. приводной арматуры	PG 4-1.1 PG 4-1.2 PT 4-3.1; PT 4-3.2			0,78 МПа			-15 % Рраб	-15 % Рраб	Местное и дистанционное измерение. Сигнализация оператору при отклонении давления на ± 15 %
Контроль прохождения скребка	YS 4-6.1a								Дистанционный контроль
Загазованность на территории	AT 4-8.1			10% НКПР				10% НКПР	Предупредительная сигнализация, визуальная сигнализация дистанционно и по месту
				20% НКПР				20% НКПР	Визуальная и звуковая аварийная сигнализация дистанционно и по месту.
Управление запорной арматурой									Открыть, закрыть, стоп
Состояние запорной арматуры									Открыта, закрыта, авария, режим ДУ
ПК 67+00,00. Узел запорной арматуры № 4									

Давление до и после эл. приводной арматуры	PG 5-1.1 PG 5-1.2 PT 5-3.1; PT 5-3.2			0,77 МПа			-15 % Рраб	-15 % Рраб	Местное и дистанционное измерение. Сигнализация оператору при отклонении давления на ± 15 %
Контроль прохождения скребка	YS 5-6.1a								Дистанционный контроль
Загазованность на территории	AT 5-8.1			10% НКПР				10% НКПР	Предупредительная сигнализация, визуальная сигнализация дистанционно и по месту
				20% НКПР				20% НКПР	Визуальная и звуковая аварийная сигнализация дистанционно и по месту.
Управление запорной арматурой									Открыть, закрыть, стоп
Состояние запорной арматуры									Открыта, закрыта, авария, режим ДУ
ПК 135+42,00. Узел запорной арматуры № 5									

Давление до и после эл. приводной арматуры	PG 6-1.1 PG 6-1.2 PT 6-3.1; PT 6-3.2			0,51 МПа			-15 % Рраб	-15 % Рраб	Местное и дистанционное измерение. Сигнализация оператору при отклонении давления на ± 15 %
Контроль прохождения скребка	YS 6-6.1a								Дистанционный контроль
Загазованность на территории	AT 6-8.1			10% НКПР				10% НКПР	Предупредительная сигнализация, визуальная сигнализация дистанционно и по месту
				20% НКПР				20% НКПР	Визуальная и звуковая аварийная сигнализация дистанционно и по месту.
Управление запорной арматурой									Открыть, закрыть, стоп
Состояние запорной арматуры									Открыта, закрыта, авария, режим ДУ
ПК 146+75,00. УЗА. Узел запорной арматуры № 6									

Давление до и после эл. приводной арматуры	PG 7-1.1 PG 7-1.2 PT 7-3.1; PT 7-3.2			0,47 МПа			-15 % Рраб	-15 % Рраб	Местное и дистанционное измерение. Сигнализация оператору при отклонении давления на ± 15 %
Контроль прохождения скребка	YS 7-6.1a								Дистанционный контроль
Загазованность на территории	AT 7-8.1			10% НКПР				10% НКПР	Предупредительная сигнализация, визуальная сигнализация дистанционно и по месту
				20% НКПР				20% НКПР	Визуальная и звуковая аварийная сигнализация дистанционно и по месту.
Управление запорной арматурой									Открыть, закрыть, стоп
Состояние запорной арматуры									Открыта, закрыта, авария, режим ДУ

1.7 Описание технологии пропуска очистных устройств

Эксплуатация камер запуска и приема СОД должна производиться в соответствии с руководством по эксплуатации устройства, с требованиями РД 39-132-94, «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Во избежание аварийных ситуаций, связанных с повышением давления или остановкой перекачки по трубопроводу, работы по запуску СОД начинаются с переводом камеры приема в рабочее состояние (открытие задвижек)

Технологические операции по выполнению работ связанные с пропуском СОД выполняются в следующей последовательности:

1. перевод камеры приема в положение приема;
2. проверка открытия арматуры по трассе на 100%;
3. подъем препятствий по пути следования СОД (образцы скорости коррозии и др. приборы);
4. перевод камеры запуска в положение запуск.

Запуск очистных устройств необходимо производить, начиная с устройств меньшей твердости, для исключения заклинивания в трубопроводе. После проведения подготовительных работ на узлах запуска и приема СОД (запасовка очистного устройства, заполнение камер нефтью) производят операцию пропуска очистного устройства:

Операция приема СОД:

- на узле приема открыть задвижку № 2/2, открыть задвижку № 2/1 и закрыть задвижку № 2/3;
- при приходе очистного устройства к узлу приема, убедиться в заходе его в камеру приема с помощью сигнализатора;
- открыть задвижку № 2/3 и закрыть задвижки № 2/2 и № 2/1 и открыть задвижку

№ 2/4. После дренирования нефти из камеры приема СОД в подземную емкость закрыть задвижку № 2/4.

После окончания работ по пропуску СОД необходимо освободить камеры запуска и приема СОД от нефти, после чего произвести извлечение ОУ из камеры приема и привести запорную арматуру на узлах в исходное положение.

В нормальном (исходном) состоянии нефть и газ в камерах отсутствуют.

Операция запуска СОД

По команде ответственного лица произвести пуск очистного устройства, для чего:

- на узле запуска полностью открыть задвижку № 1/1, открыть задвижку № 1/2 и закрыть задвижку № 1/3;
- проконтролировать прохождение очистного устройства сигнализатором на узле запуска. После срабатывания прибора (СОД прошло) за задвижкой № 1/1 открыть задвижку № 1/3, закрыть задвижку № 1/1 и задвижку № 1/2 и открыть задвижку № 1/4. После дренирования нефти из камеры запуска СОД в подземную емкость закрыть задвижку № 1/4.

1.8 Порядок пуска

Пуск трубопроводов в работу производится после полного завершения всех строительно-монтажных и пусконаладочных работ, а также получение разрешения на запуск объекта, укомплектацией штата (обученного, аттестованного).

Основным нормативно-техническим документом, определяющим порядок подготовки и пуска, является «Пусковая инструкция». Ответственность за соблюдение порядка и последовательность работ, изложенных в ней, несут все работники предприятия, занятые на пуске.

Перед пуском наружным осмотром проверяют правильность монтажа, качество сварки. Необходимо также проверить:

- укомплектованность объекта средствами пожаротушения, индивидуальными средствами защиты;
- наличие надписей или табличек на трубопроводе, арматуре, указывающих назначение, рабочие условия, среду, направление движения продукта; подключение трубопровода к головным и концевым сооружениям;
- пуск трубопровода необходимо проводить по взаимосогласованным действиям эксплуатационного персонала объекта в целом.

Испытание на прочность и проверка на герметичность промышленного трубопровода производится гидравлическим способом. После сброса давления в полости трубопровода находится вода, которая е подлежит предварительному вытеснению. Подъем давления контролируется по показаниям манометров. Пуск производят одновременно с включением в работу тех объектов, которые связаны с испытываемыми участками технологическим процессом.

Перечень мероприятий перед пуском трубопровода:

1. Приказом по предприятию назначить ответственных за эксплуатацию и техническое обслуживание;
2. Провести инструктаж эксплуатационного персонала по технике безопасности;
3. Прекратить на трубопроводе все огневые и ремонтные работы, снять установленные заглушки на трубопроводе для осуществления перекачки продукта и проверить установленные (для предотвращения хищения и не участвующие при перекачке продукта) с записью в журнале заглушек, убрать посторонние предметы с территории;
4. Проверить и убедиться в правильности и качестве монтажа и исправности оборудования, предохранительных клапанов, запорной арматуры, КИПиА, средств связи;
5. Выдать на рабочие места инструкции, карты ведения технологического процесса;

6. Вся ЗА участвующая в перекачке, должна быть открыта на 100%, а ЗА с установленными заглушками, должны быть приоткрыты на 1/4-1/2 оборота штурвала;

7. оповестить по телефону о намечаемом пуске диспетчера предприятия, руководителей ЦПС и ПСП.

Ответственными за пуск и остановку является вахтовый персонал обслуживающий трубопровод во главе с начальником.

Ответственным за соблюдение требований ТР является главный инженер (технический руководитель) организации

Повышать давление в трубопроводе нужно постепенно.

При пуске трубопровода сначала открывают задвижку в начале участка (где меньшее давление), затем плавно, избегая гидравлического удара, открывают задвижку в конце участка, и продукт под рабочим давлением поступает в трубопровод.

Порядок открывания арматуры, при пуске трубопровода в работу, приведен в таблице 1.5.

Таблица 1.7 – Порядок открывания арматуры при пуске трубопровода

Трубопровод	Номер задвижки, открываемой вначале при пуске трубопровода	Номер задвижки, открываемой в конце при пуске трубопровода	Номер промежуточных задвижек, открытых при пуске трубопровода
Нефтепровод «УПН-2 - ПСП (УПН-Юр-5)»	Запорная арматура на ПК 2+69,13. Узел запуска СОД	Запорная арматура на ПК 160+47,14. Узел приема СОД	Узлы запорной арматуры № № 1, 2, 3, 4, 5, 6

1.9 Условия ведения нормального технологического процесса

В охранной зоне промыслового трубопровода сторонним организациям без письменного согласия организации, эксплуатирующей этот трубопровод, запрещается выполнение каких-либо работ.

Трасса промыслового трубопровода в пределах 3 м по оси следует периодически расчищать от поросли и содержать в безопасном противопожарном состоянии.

На углах поворота по трассе, через каждые 1000 м, в соответствии с техническими условиями заказчика, устанавливаются опознавательные знаки в виде столбиков со щитами-указателями высотой от 1,5 до 2 м от поверхности земли. На щите-указателе должна быть приведена следующая информация: наименование трубопровода, местоположение оси трубопровода от основания знака, привязка знака по трассе (километр и пикет), направление и ширина охранной зоны, телефон и адрес организации, эксплуатирующей данный трубопровод. Опознавательные знаки оформляются совместным актом подразделений эксплуатирующей организации с землепользователями.

Способ прокладки трубопровода подземный. По всей трассе в процессе эксплуатации необходимо поддерживать проектную глубину заложения трубопровода.

Фактическая глубина заложения должна контролироваться визуально два раза в год шурфованием или один раз в 3 года трассоискателем. Контроль производят через 500 м по трассе трубопровода (п.7.3.12 РД 39-132-94).

Уход за трассой, периодический осмотр трубопровода, выявление утечек продукта и другие работы должны выполняться производственным персоналом цеха технического обслуживания и ремонта трубопроводов (ЦТОиРТ).

Периодически необходимо проводить диагностику трубопровода. На основе получаемой информации, службой эксплуатации трубопроводов проводится анализ эффективности работы построенного трубопровода, а так же сравнение полученных

данных со статистическими по существующим и ранее примененным данным. Цель этой работы – определение эффективности принятых мер по повышению надежности трубопровода, а также выявление предаварийных участков на трубопроводе. По результатам диагностирования составляются графики планово-предупредительных ремонтов.

1.10 Остановка трубопроводов

Нормальную остановку трубопровода осуществляют, преимущественно, в теплое время года. Основанием для нормальной остановки является график проведения планово-предупредительного ремонта трубопровода.

При необходимости проведения остановки трубопровода в зимнее время необходимо предотвращать замерзание, застывание продукта, тщательно наблюдать за местами возможного замораживания трубопровода, арматуры, следить за их состоянием. Размораживать замерзшие участки необходимо горячей водой с температурой не более 60 градусов, применение открытого огня запрещается.

Остановку надо производить посредством плавного закрытия отключающей арматуры.

Последовательность закрывания задвижек при остановке трубопровода представлена в таблице 1.8.

Таблица 1.8 – Последовательность закрывания задвижек при остановке трубопроводов

Трубопровод	Номер задвижки, закрываемой вначале при остановке трубопровода	Номер задвижки, закрываемой в конце при остановке трубопровода
Нефтепровод «УПН-2 - ПСП (УПН-Юр-5)»	Запорная арматура на ПК 2+69,13. Узел запуска СОД	Запорная арматура на ПК 160+47,14. Узел приема СОД

1.11 Аварийные ситуации и способы их устранения

Работы по выполнению ликвидации аварий выполняет нештатная аварийно-спасательная группа – специально обученное звено по ликвидации аварийных разливов.

Техническое расследование причин аварий производится на основании приказа Ростехнадзора от 19 августа 2011 г N 480 «Об утверждении Порядка проведения технического расследования причин аварий, инцидентов и случаев утраты взрывчатых материалов промышленного назначения на объектах, поднадзорных федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору».

Аварийный запас труб и материалов для ликвидации аварий на трубопроводе хранится на территории ДНС Юрубчено-Тохомского месторождения.

В подразделениях ПАО «Востсибнефтегаз» в соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» разработаны и утверждены планы ликвидации аварийных разливов продукта (ПЛАРН), которые пересматриваются один раз в пять лет.

После локализации и ликвидации аварийного разлива приступают к ремонту поврежденного участка трубопровода.

Ремонт дефектного участка трубопровода включает в себя:

- земляные работы;
- освобождение аварийного участка трубопровода от продукта;
- вырезку дефектного участка;
- герметизацию оставшихся участков;
- подготовку концов трубопровода под монтаж и сварку;
- подготовку новой катушки, разметку и подгонку катушки;
- прихватку и сварку катушки в трубопровод;
- контроль сварочно-монтажных работ;
- изоляцию замененного участка трубопровода;

- заполнение и пуск трубопровода в работу.

В зависимости от характеристики, размеров и взаимного расположения дефектов трубопровода, по причине которого произошел аварийный разрыв, выбирают один из следующих видов ремонта согласно РД 39-132-94: приварка накладных усилительных элементов (муфт), замена катушки, трубы или плети.

На поврежденном участке трубопровода небольшой площади допускается применять заплаты или муфты как временный вариант. В дальнейшем должна быть произведена замена участка врезкой катушки из новой трубы.

Муфты, катушки должны быть изготовлены из трубы, механические свойства, химический состав и толщина стенки которой такие же, как у ремонтируемого участка трубопровода. Для врезки катушек, замены трубы или плети необходимо:

- очистить трубу по всему периметру от изоляции и ржавчины в местах вырезки заменяемого участка. Установить перемычку между концами разрезаемого трубопровода или заземлить их. Очистку проводить на ширину: 100 - 150 мм для установки удлиненных кумулятивных зарядов, 500 мм – для установки машинки для безогневой резки труб;
- вырезать и удалить заменяемый участок, при этом необходимо соблюдать условия для предотвращения образования искр;
- произвести герметизацию открытых концов ремонтируемого участка промыслового трубопровода с помощью глиняных тампонов. Тампоны из глины создаются послойной укладкой и трамбовкой на длину не менее двух диаметров трубопровода. За тампонами надо следить – при образовании трещин, усадки добивать свежей глиной. При отрицательной температуре воздуха необходимо принять меры по теплоизоляции тампонов снаружи трубопровода. С обеих сторон от тампонов на расстоянии 30 м высверливаются отверстия 8 - 10 мм для стравливания избыточного давления в трубопроводе;

- врезать новую катушку (плеть), используя в процессе сварки наружные центраторы для поддержки стыкуемых концов трубопровода грузоподъемными механизмами;
- провести контроль сварных швов визуально и физическими методами;
- заглушить технологические отверстия металлическими пробками и обварить их;
- изолировать зону сварных швов или весь замененный участок трубопровода, если применен отрезок трубы без заводской изоляции.

Устранение глиняных тампонов осуществляется путем пропуска очистных устройств.

Более подробно вопросы ремонта стальных труб изложены в РД 39-132-94.

Все отказы в работе трубопровода подлежат отдельному расследованию и учету. Назначается действующая комиссия в составе: председателя (начальник участка), специалистов подразделений эксплуатации, охраны труда и промышленной безопасности, службы охраны окружающей среды.

Таблица 1.9 – Возможные виды аварийного состояния производства и способы их ликвидации

Вид аварийного состояния производства	Причины возникновения	Действие персонала по устранению аварийного состояния
1	2	3
Пропуски газа, жидкости во фланцевых соединениях запорной арматуры	Ослабление креплений. Износ прокладок	Подтянуть фланцы. Сменить прокладки
Повышается давление среды в	Закрыта или недостаточно открыта	Выяснить причину. Открыть

трубопроводе выше регламентированного	задвижка на трубопроводе. Перемерз трубопровод	задвижку. Отогреть трубопровод паром
Невыполнение функции «открытия-закрытия» задвижки	Отсутствие перемещения шпинделя и запирающего элемента	Выяснить причину. Отрегулировать задвижку или заменить её
Закрытая задвижка/кран/клапан не держит	Нарушение герметичности	Если обнаружена течь, попытаться промыть задвижку /кран/ регулирующий клапан открывая-закрывая несколько раз, используя давление и поток в трубопроводе
Повышается давление в трубопроводе	Закрыта или недостаточно открыта задвижка на трубопроводе	Выяснить причину. Открыть задвижку.
	Неисправна арматура, штуцер.	Выяснить причину, заменить.

Продолжение таблицы 1.9

1	2	3
Повышается или понижается уровень жидкости в емкости выше или ниже допустимого	Неисправны приборы КИПиА	Проверить, настроить или заменить приборы
Задвижка не открывается	Перепад давления превышает проектный	Требуется уменьшить давление. Ремонт арматуры и электропривода
Задвижка не закрывается		Ремонт арматуры и электропривода

Закрытая задвижка не держит	Нарушение герметичности	Если обнаружена течь, попытаться промыть задвижку открывая-закрывая несколько раз, используя давление и поток в трубопроводе
-----------------------------	-------------------------	--

Основными поражающими факторами при авариях оборудования и на трубопроводах могут являться:

- отрицательное воздействие на окружающую среду (ОС) – загрязнение атмосферного воздуха;
- токсическое воздействие на человека;
- ударная волна, которая может образовываться при взрывных горючих газо- и паровоздушных смесей.

Аварийные ситуации могут возникнуть в результате воздействия различных факторов при строительстве и эксплуатации объекта в конкретных условиях окружающей среды.

Для наружных установок определены категории по пожарной опасности в соответствии с СП 12.13130.2009, взрывоопасные зоны по ПУЭ и по «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности»,

2.1 Эксплуатационная надежность внутрипромысловых нефтепроводов.

Под управлением эксплуатационной надежностью понимается совокупность организованных методов воздействия, сформированных на основе информации о прочностном поведении внутрипромыслового нефтепровода и направленных на поддержание или повышение его работоспособности и долговечности. Реализация этой программы является целью управления, эффективность которого определяется упорядоченностью структуры управляющих методов воздействия. Комплекс этих методов и их структурная связь формируется на основе анализа причин аварийных разрушений исследуемых систем.

Важным управляющим фактором является прочностной ресурс нефтепроводных

труб. Этот показатель зависит от дефектов металла, которые могут зарождаться как в процессе его производства, так и под воздействием факторов эксплуатации. К таким дефектам относятся коррозионные повреждения (электрохимическое воздействие внешней среды), нарушение формы сечения трубы (внешнее механическое воздействие), неметаллические включения (металлургический дефект), внутреннее расслоение металла (дефект проката), образование трещин (репассивации стали или ионная водородная экспансия при деформационном напряжении кристаллической решетки металла). При этом действует строгая нормативная база отбраковки труб по фактору их дефектности в соответствии с требованиями промышленной безопасности. Однако методы управления прочностными факторами с учетом фактически действующих условий эксплуатации с целью выбора приоритетных мер по обеспечению технической надежности нефтетранспортного объекта в целом остаются до сих пор не исследованными в полной мере. Этот аспект управления рассматривается как самостоятельная задача.

Наконец, эксплуатационная надежность внутрипромыслового нефтепровода в значительной степени определяется качеством антикоррозионных покрытий нефтепроводных труб. В качестве таких покрытий на первом этапе сооружения нефтепроводов использовались битумные композиции, основным недостатком которых является потеря адгезии с металлом под действием катодной защиты, низкая механическая прочность битумной оболочки и небольшой срок службы (5...7 лет). На втором этапе для наружной изоляции применяли полимерные ленты, выпускаемые в виде рулонов. Высокая технологичность намотки лент на трубы в трассовых и заводских условиях обеспечила широкое использование этих материалов на практике (около 70% магистральных нефтепроводов диаметром 1020... 1420 мм изолированы полимерными лентами).

Однако срок их службы оказался также непродолжительным (12... 15 лет), в результате чего возникла потребность осуществления значительного объема трудоемких работ по переизоляции отработанных покрытий. В этих условиях появился новый тип антикоррозионной защиты, представляющей собой многослойное полимерное покрытие труб заводского изготовления. Преимуществом этого

антикоррозионного покрытия является индустриальный способ его нанесения, обеспечивающий высокую адгезионную прочность и возможность подбора химического или композиционного состава полимерной оболочки. Установленный срок службы задекларирован равным 20...25 лет.

Однако в силу новизны способа и отсутствия достаточного опыта применения таких покрытий, методы управления их эксплуатационной надежностью пока не разрабатывались.

2.2 Эксплуатационная надежность сварных стыков

Эксплуатационная надежность сварного стыка считается достаточной при условии превышения уровня его текущей прочности над уровнем предельного состояния на некоторую кратную нормированную величину, которая носит название нормированного коэффициента запаса прочности. Отсюда понятно, что если текущий коэффициент запаса прочности превышает величину нормированного коэффициента запаса прочности, то эксплуатационная надежность сварного стыка на текущий момент является обеспеченной. При этом разность прочностных показателей, соответствующих значениям текущего и нормированного коэффициентов запаса прочности, представляет собой прочностной ресурс.

До тех пор, пока прочностной ресурс не исчерпан, состояние сварного шва можно характеризовать как неопасное, при исчерпании этого ресурса — как критически недопустимое. Отсюда вытекает, что, контролируя уровень прочностного ресурса и поддерживая его, можно управлять заданным уровнем эксплуатационной надежности. Это позволяет прогнозировать развитие эксплуатационной ситуации и оптимизировать график ремонтных работ на принципе их системной очередности наряду с исключением преждевременных или нерациональных затрат.

2.2.1 Дефекты сварных соединений и их классификация

При сварке плавлением образование различных дефектов определяется характером взаимодействия жидкого и твердого металлов, а также металлов с газами и шлаком. Нагрев, плавление, испарение, кристаллизация и охлаждение металла, фазовые переходы вещества, взаимодействие различных компонентов — все эти и многие

другие процессы, характерные для сварки, создают условия для образования дефектов в сварном соединении.

Классификация дефектов сварных швов производится по признакам, определяемым ГОСТ 30 242-97 «Дефекты соединений при сварке металлов плавлением. Классификация, обозначение и определения». В соответствии с этими признаками все дефекты сварных швов разделены на шесть групп:

1. *Трещины* — несплошности, вызванные местным разрывом шва, которые могут возникнуть в результате охлаждения или действия нагрузок.
2. *Поры* — полости произвольной формы, образованные газами, задержанными в расплавленном металле.
3. *Твердые включения* — инородные вещества металлического или неметаллического происхождения в металле сварного шва

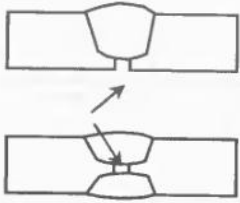
4. Несплавление и непровар.

5. Нарушение формы шва — *отклонение формы наружных поверхностей сварного шва или геометрии соединения от установленного значения.*
6. Прочие дефекты, *которые не могут быть включены в группы 1—5.*

Основные виды дефектов сварных швов, рассматриваемых в настоящей работе, приведены в табл. 1.2.

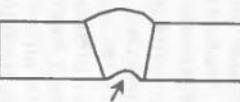
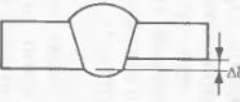
Таблица 1.2. Классификатор дефектов сварных соединений

№	Наименование дефекта	Определение дефекта	Схематическое изображение дефекта в сварном шве	Нормативные требования, предъявляемые к сварным швам [125], [52], [3], [45], [86]	Коэффициент концентрации напряжений α
1. Трещины					
1.1	Продольная трещина	Трещина, ориентированная параллельно оси сварного шва		Наличие трещин в сварных швах является <u>недопустимым</u>	Не определяются
1.2	Поперечная трещина	Трещина, ориентированная поперек оси сварного шва			
2. Поры					
2.1	Скопления пор	Группа газовых пустот (три и более), расположенных кучно с расстоянием между ними менее трех максимальных размеров большей из полостей		Внутренние дефекты в виде сферических радиальных и удлиненных пор с наибольшим размером до 20% от толщины стенки ($\leq 0,2 \delta_{ст}$), но не более 3 мм в целом.	$\alpha_n = 2,04 (1+K_1)(1+K_2)(1+K_3)$, где K_1 — коэффициент, учитывающий влияние относительного размера поры ($d_n/v_{ш}$) и относительной глубины залегания ($v_r/\delta_{ст}$); K_2 — коэффициент, учитывающий взаимное влияние пор; K_3 — коэффициент, учитывающий влияние цепочки пор в направлении действия нагрузки (22)
2.2	Цепочка пор	Ряд газовых пор, расположенных в линию, обычно параллельно оси сварного шва, с расстоянием между ними менее трех максимальных размеров большей из полостей		Цепочки и скопления пор внутри шва протяженностью до двух толщин стенки ($\leq 0,1 \delta_{ст}$). Суммарная протяженность совокупности <u>допустимых</u> внутренних дефектов на любые 300 мм шва не должна превышать 50 мм, а по окружности всего сварного шва — 1/6 его длины <u>не допускается</u> наличие канальных и поверхностных пор	
3. Твердые включения					
3.1	Шлаковые включения	Шлак, попавший в металл сварного шва		Включения глубиной менее 10% от толщины трубы ($\leq 0,1 \delta_{ст}$); при этом длина включения — менее 0,5 толщины стенки ($\leq 0,5 \delta_{ст}$) или 5 мм, а цепочка скоплений — менее двух толщин стенок ($\leq 2 \delta_{ст}$) или 15 мм	Не рассчитывается в связи с неопределенностью формы включений
4. Несплавление и непровар					
4.1	Несплавление	Отсутствие соединения между металлом сварного шва и основным металлом или между отдельными валиками сварного шва		Дефекты несплавления в сварном шве <u>недопустимы</u>	Не определяются
3.2	Оксидное включение	Оксид, попавший в металл сварного шва во время затвердевания			

4.2	Непровар	Несплавление основного металла по всей длине шва или на участке, возникающее вследствие неспособности расплавленного металла проникнуть в корень соединения		Местный несплав в корне шва глубиной до 5% толщины стенки ($\leq 0,05 \delta_{ст}$), но не более 1 мм, длиной до 2-х толщин стенки ($\leq 2 \delta_{ст}$), но не более 30 мм. В стыках трубопроводов диаметром ≥ 1020 мм и более, выполненных с внутренней подваркой, несплав в корне шва <u>недопустим</u> .	$\alpha_n = 3 \sqrt{\frac{t}{2\rho}} - 1 + \frac{4}{2 + \sqrt{\frac{t}{2\rho}}}$, где: t — глубина выточки; ρ — радиус кривизны в основании выточки
-----	----------	---	--	--	---

5. Нарушение формы шва

5.1	Линейное смещение	Смещение между двумя свариваемыми элементами, при котором их поверхности располагаются параллельно, но не на требуемом уровне		до 20% от толщины стенки трубы ($0,2 \delta_{ст}$), но не более $\Delta \leq 3$ мм при $\delta_{ст} \geq 15$ мм	а) продольные напряжения $\alpha_{прод} = \frac{\sigma_{прод}^{max}}{\sigma_{прод}^{ном}} = 1 + 3 \frac{\Delta}{\delta_{ст}};$ б) кольцевые напряжения $\alpha_{кц} = \frac{\sigma_{кц}^{max}}{\sigma_{кц}^{ном}} = 1 + 3\mu \frac{\Delta}{\delta_{ст}},$ где Δ — величина смещения кромок; $\delta_{ст}$ — толщина сварного соединения; μ — коэффициент Пуассона
-----	-------------------	---	---	---	--

№	Наименование дефекта	Определение дефекта	Схематическое изображение дефекта в сварном шве	Нормативные требования, предъявляемые к сварным швам [125], [52], [3], [45], [86]	Коэффициент концентрации напряжений α
5.2	Угловое смещение	Смещение между двумя свариваемыми элементами, при котором их поверхности располагаются под углом, отличающимся от требуемого		Угловое смещение (или косой стык) является <u>недопустимым</u> при сварке в полевых условиях	
5.3	Подрез непрерывный	Отклонение формы наружных поверхностей сварного шва или геометрии соединения от установленного значения		Глубина подреза не более 0,5 мм, длина менее 150 мм. Подварочный слой при ручной сварке должен иметь ширину в пределах $f = 8...10$ мм	$\alpha_\phi = \left[1 + \frac{1}{\sqrt{\rho_{ш}} (14 / v_{ш} + 1,7 / h_{ш} + 5 / \delta_{ст})} \right] \times (1 + 0,58 \sqrt{C_n / \rho_n});$ где $\rho_{ш}$ — радиус сопряжения стыкового сварного шва с основным металлом; $v_{ш}$ — ширина усиления сварного шва; $h_{ш}$ — высота усиления сварного шва; $\delta_{ст}$ — толщина свариваемых элементов (стенки трубы) C_n — ;
5.4	Превышение выпуклости стыкового шва	Избыток расплавленного металла на лицевой стороне стыкового шва сверх установленного значения		Усиление внешнего и внутреннего швов должно иметь не менее 1,0 мм и не более 3,0 мм; плавный переход к основному металлу.	
5.5	Вогнутость корня шва (утяжина)	Неглубокая канавка со стороны корня одно-стороннего сварного шва, образовавшаяся вследствие усадки		Глубина до 20 % толщины стенки ($\leq 0,2 \delta_{ст}$), но не более 1 мм; допустимая длина не более 50 мм.	
6. Прочие дефекты					
6.1	Разнотолщинность	Разная толщина стенок свариваемых труб		Разнотолщинность свариваемых элементов без применения переходных катушек должна быть не более $\Delta\delta \leq 3$ мм.	

2.3 Формы смещения кромок и условие надежности.

Одним из наиболее часто встречающихся и легко выявляемых дефектов кольцевых стыков трубопроводов является смещение кромок их торцов относительно друг друга в поперечном направлении с возникновением эксцентриситета труб.

Опыт обследования сварных стыков со смещением кромок показывает, что основная причина их возникновения — это заметное различие в величине наружного диаметра и толщины стенок сварных элементов, что указывает на недостаточность контроля на этапе сортировки труб при подготовке их к монтажу.

Однако в отдельных случаях смещение кромок является следствием недостаточной выверенно центровки элементов сварного шва.

Для внутрипромысловых трубопроводов характерны сварные соединения двух типов:

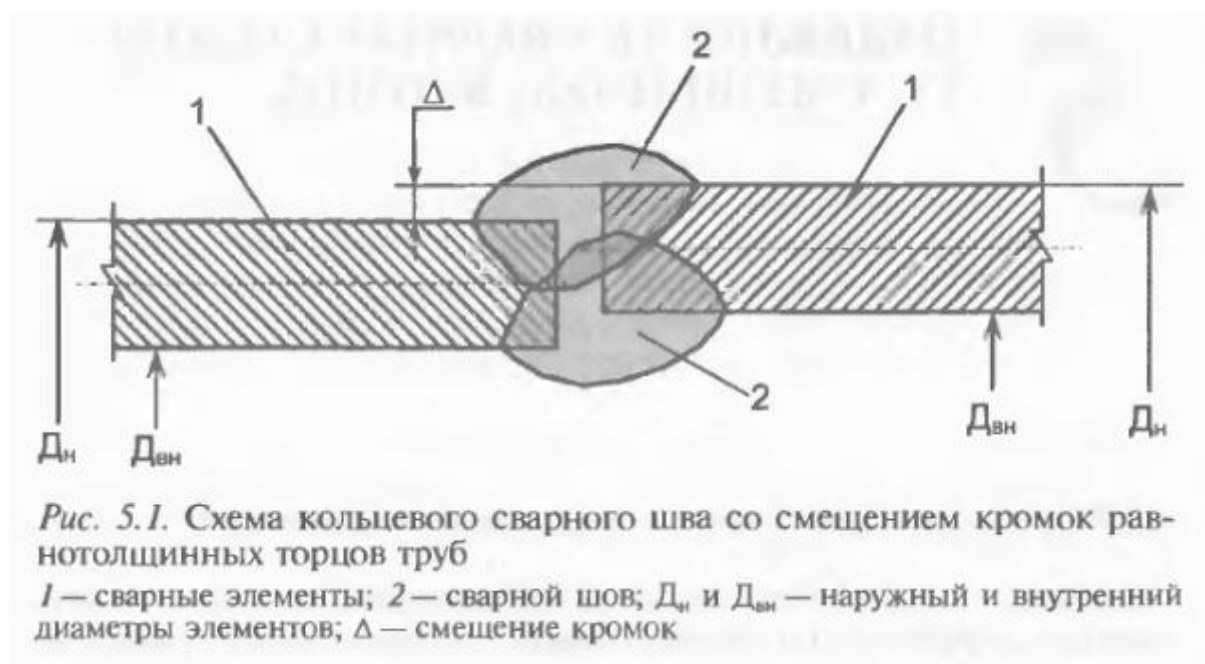
- с одинаковой толщиной стенки (толщина стенки сварных элементов отличается не более, чем на 5%);

- с различной толщиной стенки (толщина стенки сварных элементов отличается более, чем на 5%).

Возможная форма смещения кромок кольцевого сварного шва равнотолщинных труб представлена на рис. 5.1.

При сварке элементов с разной толщиной стенки (как правило это сварные соединения «труба—отвод») вследствие не-соосности стыкуемых элементов и отклонения их наружного диаметра от номинального размера, возможны различные положения торцов сварных элементов трубы. Формы этих смещений представлены на рис. 5.2.

Как видно из рисунка, при идеальной центровке двух стыков, внешние поверхности их кромок полностью совпадают, а внутренние — образуют уступ (рис. 5.2, *a*), который сам по себе представляет концентратор напряжений и по существу является нежелательным монтажным элементом.



При нарушении соосности сварных стыков возникает (рис. 5.2, б...д) поливариантность возможных смещений кромок, размер и форма которых оказывают определяющее значение на напряженно-деформированное состояние сварного шва при сложившихся действующих нагрузках и воздействиях.

Допустимый уровень напряженно-деформированного состояния сварного шва устанавливается в соответствии с требованиями, предъявляемыми к трубопроводам при их проектировании.

Величина допустимого смещения кромок сварного соединения определяется, исходя из уровня напряженно-деформированного состояния сварного шва, вызванного действующими нагрузками и воздействиями.

Тогда условие надежности сварного стыка со смещением кромок определится в виде неравенства:

$$\Delta_{\phi}^{\max} < [\Delta], \quad (5.1)$$

где $\Delta_{\phi}^{\max}$ - максимальное фактически измеренное смещение кромки сварного соединения;

$[\Delta]$ - допустимое смещение кромок для рассматриваемого сварного шва, вычисленное исходя из фактически действующих эквивалентных напряжений

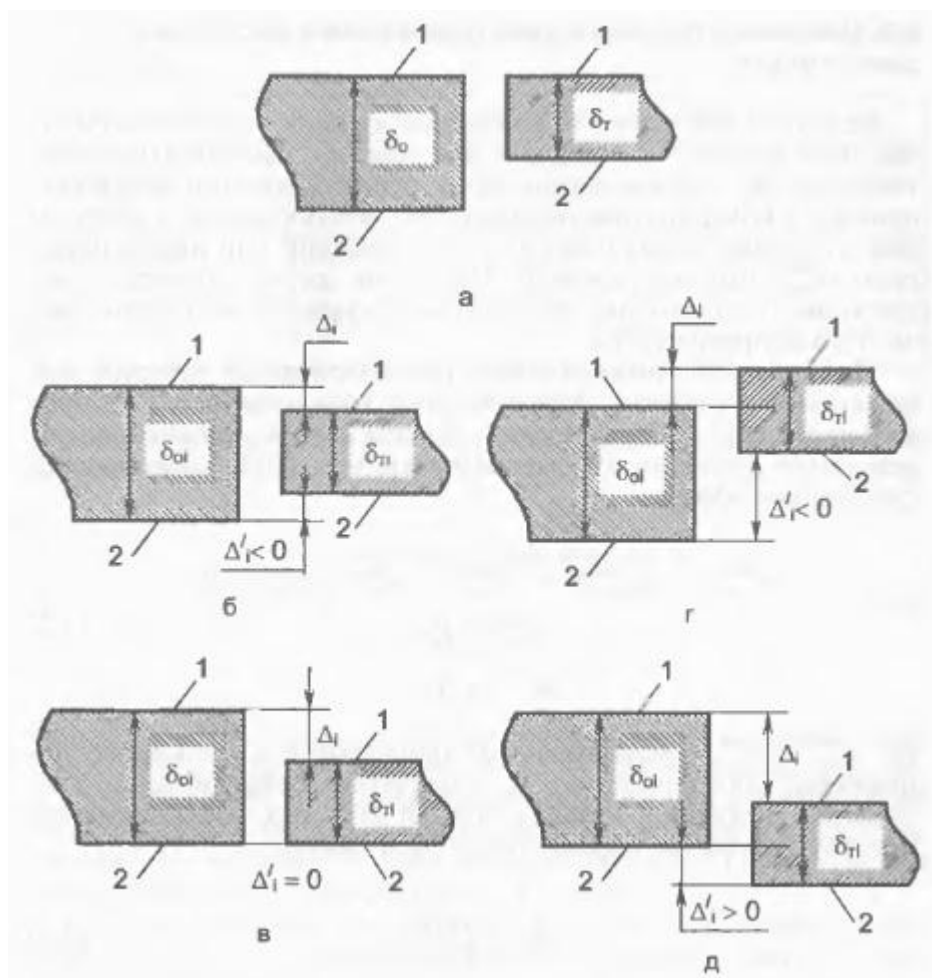


Рис. 5.2. Схемы возможного положения разнотолщинных элементов при сварке

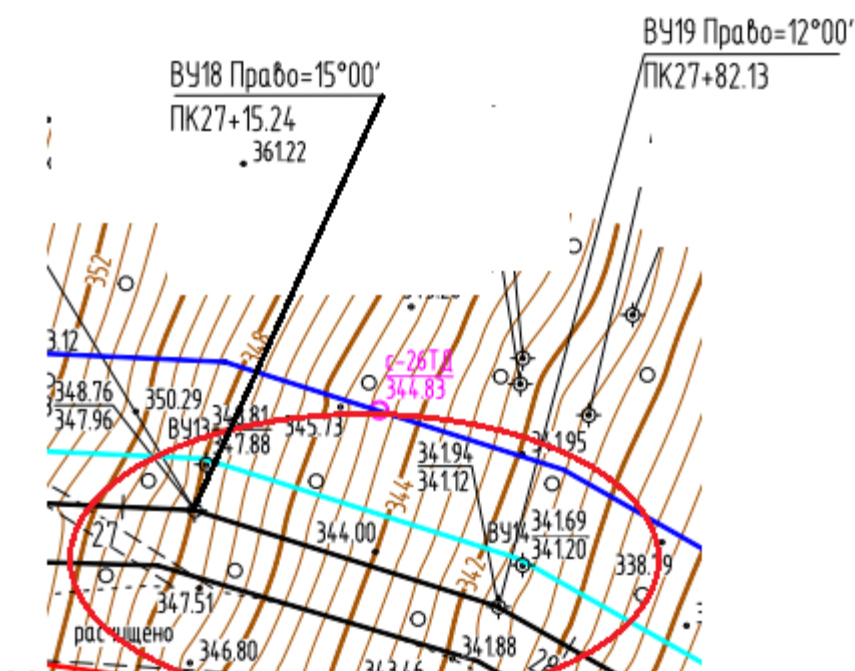
a — положение свариваемых элементов без смещения кромок; *б— д* — положение свариваемых элементов со смещением кромок; 1 — наружная поверхность элементов сварного соединения; 2 — внутренняя поверхность элементов сварного соединения; δ_o — толщина стенки отвода; δ_t — толщина стенки трубы; Δ_l, Δ'_l — наружное и внутреннее смещения кромок сварного шва соответственно

При проведении расчетов по определению допустимого смещения кромок используются фактические данные о размерах соединенных элементов (наружный диаметр и толщина стенки), величине смещения кромок, механических свойствах материала, указанных в технических условиях или сертификационных документах на поставку труб и фасонных элементов, или полученных экспериментально неразрушающими методами контроля.

Расчет допустимого смещения кромок исходит из условия бездефектного состояния сварного шва.

2.4 Рекомендации по замене захлестных стыков на линейные.

Рассмотрим участок трассы нефтепровода «УПН-2-ПСП» от ПК27+00 до ПК28+00



При сварке данного участка было произведено 13 стыков, 2 из которых захлестных, остальные линейные. При сварки захлестных стыков были проведены следующие мероприятия по ВСН009-89:

- Работы проводились летом в дневное время суток;
- Монтаж захлеста выполнялся в присутствии прораба с последующем составлением акта (ВСН012-88);
- Так как трубопровод находился в траншее, в месте соединения труб необходимо подготовить приямок, размеры которого должны беспрепятственно обеспечивать работы по сварке, контролю и последующей изоляции стыка.
- В ходе работы было произведено 2 реза, после чего было необходимо удалить изоляцию на расстоянии не менее 150 мм от места сварки;
- Один из концов трубопровода заранее подготавливают под сварку и укладывают на опоры высотой 50-60 см по оси трубопровода;

- Плеть, образующую другой конец трубопровода, вывешивают рядом с первой и делают разметку места реза. Разметка линии реза должна быть выполнена только с помощью шаблона, чтобы исключить образование косого стыка;
- Стыковку труб с применением наружного центратора выполняют путем подъема обрезанной плети трубоукладчиками на высоту не более 1,5 м на расстоянии 60-80 м от конца трубы; при этом за счет упругих деформаций обрезанный конец провисает, что позволяет совместить один конец с другим;
- Не допускается стропить трубу для подъема в месте расположения сварных кольцевых швов;
- Регулировку зазора в стыке осуществляют изменением высоты подъема трубопровода трубоукладчиками.
- Для обеспечения требуемого зазора или соосности труб запрещается натягивать трубы, изгибать их силовыми механизмами или нагревать за пределами зоны сварного стыка, а также категорически запрещается вваривать любые присадки.
- Сборка разнотолщинных труб при монтаже захлестов не допускается.
- Сварные соединения захлестов оставлять незаконченными не разрешается.
- Выполняется подготовка места захлеста с зачисткой и подготовкой кромок по технологической карте;
- Выполнить дублирующий не разрушающий контроль ультразвуковым методом с последующим составлением акта.

При сварке захлестных стыков часто возникает дефект смещения кромок, что приводит к ухудшению эксплуатационной надежности сварных стыков.

По сравнению с захлестными стыками, линейные не требуют дополнительной техники, и будут исключены следующие мероприятия:

- Работы выполняются в любое время суток;
- Сварка стыка выполняется на бровке траншеи;
- Возможность исключить резы трубы;
- Изоляция выполняется на бровке траншеи;

- Не требуется прямков и опор в траншеи;
- Стыковку труб возможно выполнить трубоукладчиком на расстоянии до 6м;
- Исключена возможность стропить в местах сварных соединений;
- Сварные соединения разрешается оставлять незаконченными только на одни сутки после окончания рабочего дня или при остановке работ, если число выполненных слоев шва соответствует 2. Если число слоев не соответствует 2, стык должен быть вырезан и заварен вновь.
- Достаточно простой зачистки заводских кромок;
- Не требуется дублирующий контроль ультразвуком.

3. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

3.1 Определение допустимой величины смещения кромок нефтепровода

Величина допустимого смещения кромок сварных элементов определяется из условия достижения расчетного сопротивления R_2 , регламентируемого существующими нормами, одним из компонентов напряжений, возникающих в сварном шве от нормативных нагрузок и воздействий или интенсивностью $\sigma_{\text{экв}}^{\text{max}}$ этих напряжений. При этом другие параметры напряженного состояния не должны превышать величины расчетного сопротивления.

При расчете трубопроводов рассматривается плоское напряженное состояние, обусловленное кольцевыми $\sigma_{\text{кц}}^{\text{max}}$ и продольными $\sigma_{\text{пр}}^{\text{max}}$ напряжениями. В этом случае условие для определения допустимого смещения кромок записывается следующим образом:

$$\sigma_{\text{экв}}^{\text{max}} = \sqrt{(\sigma_{\text{кц}}^{\text{max}})^2 + (\sigma_{\text{пр}}^{\text{max}})^2 - \sigma_{\text{кц}}^{\text{max}} * \sigma_{\text{пр}}^{\text{max}}} \leq R_2; \quad (5.2)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{max}} \leq R_2 ;$$

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{max}}| \leq R_2$$

где $\sigma_{\text{кц}}^{\text{max}}$; $\sigma_{\text{пр}}^{\text{max}}$ — максимальные продольные и кольцевые напряжения соответственно; R_2 — расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений по пределу текучести, определяемое по формуле:

$$R_2 = \frac{mR_2^H}{0,9k_H} \quad R_2 = \frac{0,75*353}{0,9*1} = 294$$

где R_2^H — нормативное сопротивление, которое принимается равным минимальному значению предела текучести согласно государственным стандартам или техническим условиям на трубы ; m — коэффициент условий работы трубопровода; k_H — коэффициент надежности трубопровода.

Максимальные напряжения в кольцевых стыках трубопроводов со смещением кромок

определяются по следующим зависимостям:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{max}} = \sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} \left(1 + 3 \frac{\Delta}{\delta} \right) = 10,15 * 2,75 = 25,4 \quad (5.4)$$

$$\sigma_{\text{ки}}^{\text{max}} = \sigma_{\text{ки}}^{\text{H}} \left(1 + 3\mu \frac{\Delta}{\delta} \right) = 20,3 * 1,45 = 29,4$$

где $\sigma_{\text{пр}}^{\text{max}}$; $\sigma_{\text{ки}}^{\text{max}}$ — максимальные продольные и кольцевые напряжения соответственно; $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}$; $\sigma_{\text{ки}}^{\text{H}}$ — продольные и кольцевые напряжения от нормативных нагрузок и воздействий на бездефектных участках трубопровода; Δ — величина смещения кромок=4мм; δ — толщина элементов сварного соединения (стенки трубопровода); μ — коэффициент Пуассона. Для внутрипромысловых трубопроводов кольцевые и продольные напряжения могут быть определены по формулам:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} = \frac{pD_{\text{вн}}}{2\delta} = \frac{1,6 * 0,309}{2 * 0,008} = 20,3 \quad (5.5)$$

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = 0,5\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} = \frac{pD_{\text{вн}}}{4\delta} = 10,15$$

где p — нормативное (рабочее) давление; $D_{\text{вн}}$ — внутренний диаметр трубопровода. После подстановки значений кольцевых и продольных напряжений из (5.5) и учитывая, что $\mu=0,3$, параметры условия (5.2) можно привести к следующему виду:

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{кц}}^{\text{max}} &= \sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} * K_{\text{ки}} = 20,3 * 1,45 = 29,4; \\ \sigma_{\text{пр}}^{\text{max}} &= \sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} * K_{\text{пр}} = 20,3 * 1,25 = 25,4; \\ \sigma_{\text{экв}}^{\text{max}} &= \sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} * K_{\text{экв}} = 20,3 * 1,38 = 28. \end{aligned} \quad (5.6)$$

где $K_{кц}$, $K_{пр}$, $K_{экв}$ — коэффициенты концентрации соответственно, кольцевых, продольных и эквивалентных напряжений, определяемые по формулам:

$$K_{кц} = 1 + 0,9 \frac{\Delta}{\delta} = 1,45; K_{пр} = 0,5 + 1,5 \frac{\Delta}{\delta} = 1,25 \quad (5.7)$$

$$K_{экв} = \sqrt{0,75 + 1,35 \frac{\Delta}{\delta} + 1,71 \left(\frac{\Delta}{\delta}\right)^2} = 1,36$$

На рис.2 представлены графические зависимости коэффициентов $K_{кц}$; $K_{пр}$ $K_{экв}$ от величины смещения кромок.

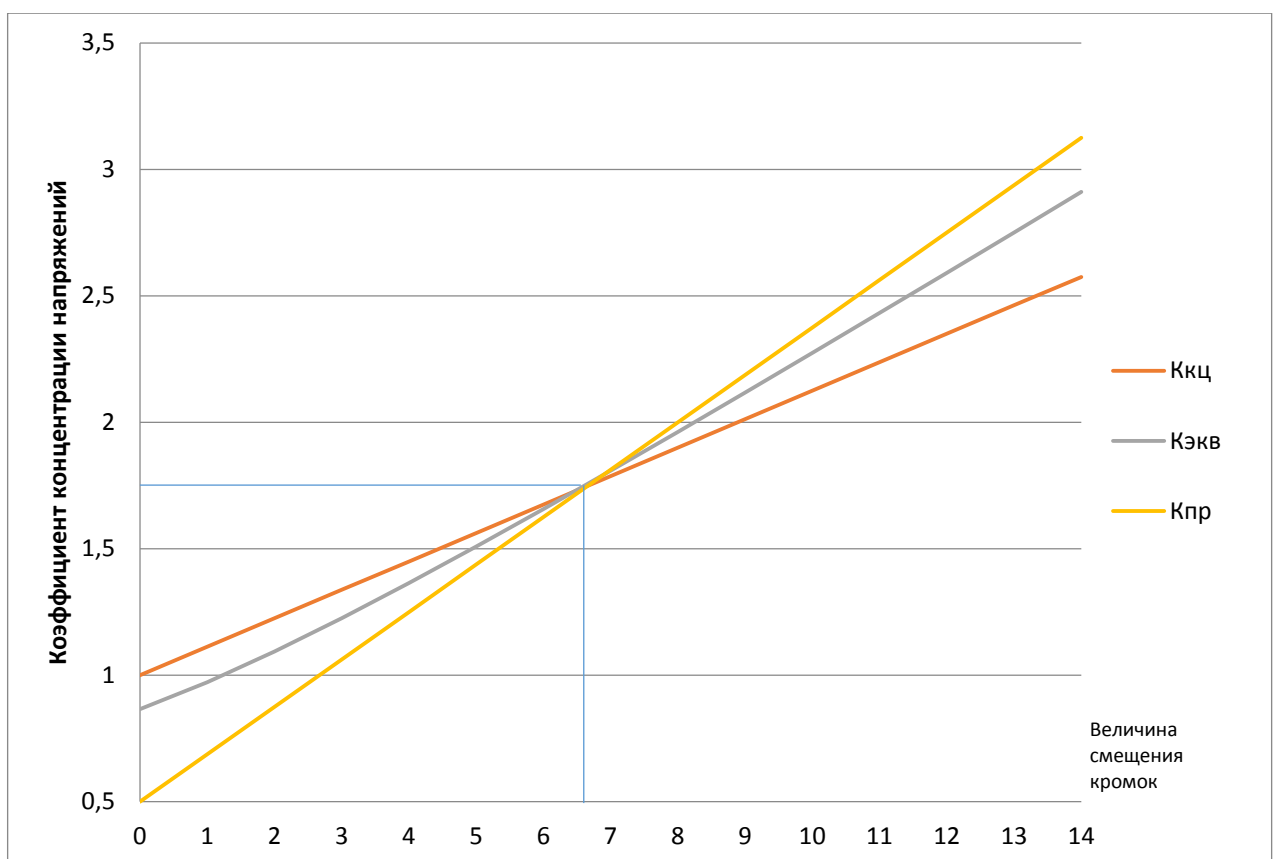


Рис.2. Зависимость коэффициентов концентрации напряжений в кольцевых стыках трубопровода от величины смещения кромок
Индексы напряжений: кц — кольцевые, экв — эквивалентные, пр — продольные

Анализ графиков показывает, что при смещении кромок $\Delta < 6,72$ мм преобладающее значение имеет коэффициент $K_{кц}$. При смещении кромок более, чем $\Delta > 6,72$ мм наибольшее значение имеет коэффициент $K_{пр}$. При $\Delta = 6,72$ мм все три коэффициента равны 1,75. Таким образом, для оценки степени опасности смещения кромок кольцевого сварного соединения в интервале значений $0 \leq \Delta \leq 6,72$ достаточно выполнить проверку условия $\sigma_{кц}^{\max} \leq R_2$, а при $\Delta > 6,72$ – проверку условия $|\sigma_{пр}^{\max}| \leq R_2$.

С учетом этого, выражения для определения допустимой величины смещения кромок можно записать так:

$$|\Delta| = \delta \left[\frac{mR_2^H \delta}{0,353k_H PD_{BH}} - \frac{10}{9} \right], \text{ если } 0 \leq \Delta \leq 6,72$$

$$|\Delta| = \delta \left[\frac{mR_2^H \delta}{0,519k_H PD_{BH}} - \frac{1}{3} \right], \text{ если } \Delta > 6,72$$

Таким образом, при максимальном фактическом смещении кромок сварного соединения $\Delta_{\phi}^{\max}$ меньше величины Δ , вычисленной для конкретного участка трубопроводов по формулам (5.8), (5.9), оно является допустимым, так как напряженно-деформированное состояние сварного шва удовлетворяет требованиям существующих норм. Из этого следует, что при выполнении условия $\Delta_{\phi}^{\max} < \Delta$ нет необходимости в проведении каких-либо специальных мероприятий, так как в процессе эксплуатации обеспечивается необходимая эксплуатационная надежность объекта.

3.2 Проверка трубопровода на прочность

Проверка прочности подземных трубопроводов ведется согласно п. 8.23 СНиП 2.05.06-85*.

Проверку на прочность подземных трубопроводов в продольном направлении производим из условия:

$$|\sigma_{np.N}| \leq \psi_2 R_1, \quad (3.45)$$

где $\sigma_{пр.N}$ – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{пр.N} \geq 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{пр.N} < 0$) определяемый по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \quad (3.46)$$

где R_1 – расчетное сопротивление растяжению, МПа;

$\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{n P_{раб} \cdot D_{вн}}{2 \delta_n}, \quad (3.47)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по табл. 13* СНиП 2.05.06-85*, $n = 1$;

δ_n – номинальная толщина стенки трубы, м.

$$\sigma_{кц} = \frac{1 \cdot 1,6 \cdot 309}{2 \cdot 8} = 20,3 \text{ МПа};$$

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H}, \quad (3.48)$$

где R_1^H – нормативное сопротивление растяжению металла трубы, МПа;

$$R_1 = \frac{0,75 \cdot 353}{0,9 \cdot 1} = 294$$

$\sigma_{пр}^H$ – продольные напряжения от нормативных нагрузок и воздействий на бездефектных участках трубопровода

$$\sigma_{пр}^H = 0,5 \sigma_{кц}^H = \frac{p D_{вн}}{4 \delta} = 10,15$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{20,3}{294} \right)^2} - 0,5 \frac{20,3}{294} = 0,959.$$

Тогда проверяем условие прочности:

$$|10,15| \text{ МПа} \leq 0,959 \cdot 294 = 282 \text{ МПа}.$$

Таким образом, условие прочности выполняется.

3.3 Расчет комплексного показателя надежности трубопровода.

За 6 месяцев суммарная наработка нефтепровода составила 4320 чаов, за это время, число отказов линейных стыков составило – 8 из 2003стыков, что составляет - 0,4%, а число отказов захлестных стыков 2 из 201 стыка, что составляет – 1%. Среднее время восстановления на каждый стык – 10 часов.

Средняя наработка на отказ T_0 , вычисленная с помощью статистических данных эксплуатации объекта по формуле:

$$T_0 = \frac{T}{r_B(T)} = \frac{4320}{0,4} = 10800 \text{ - линейный стык}$$

$$T_0 = \frac{T}{r_B(T)} = \frac{4320}{1} = 4320 \text{ -захлестный стык}$$

Комплексный показатель надежности объектов линейной части внутрипромыслового нефтепровода, характеризующий его безотказность и ремонтпригодность, является стац. коэффициент готовности K_r , вычисляемый при любых законах распределения наработки и время восстановления по формуле:

$$K_r = \frac{T_0}{T_0 + \tau_{cp}} = \frac{10800}{10800 + 10} = 0,999 \text{ -линейный стык}$$

$$K_r = \frac{T_0}{T_0 + \tau_{cp}} = \frac{4320}{4320 + 10} = 0,997 \text{ -захлестный стык}$$

Таким образом можно сказать, что комплексный показатель надежности линейных стыков выше чем захлестных.

4. Социальная ответственность

В магистерской диссертации исследуются методы повышения эксплуатационной надёжности в системе внутрипромысловых нефтепроводов. Во время строительства нефтепровода в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов, разрабатывается траншея с помощью специализированной техники, такой как бульдозеры и экскаваторы. Производятся различные работы по спуску и подъёму необходимого оборудования и материалов с помощью автокранов и другого оборудования.

К основным вредным факторам, возникающим на этапе строительства и эксплуатации внутрипромысловых нефтепроводов, относятся: пониженная или повышенная температура воздуха, повышенный уровень шума при работе оборудования и техники, повышенная концентрация вредных веществ в рабочей зоне, недостаточная освещённость.

К опасным факторам относятся работы по спуску и подъёму материалов и оборудования в траншеи, наличие оборудования, работающего под высоким напряжением, различные вращающиеся части техники и оборудования, обвал грунта в рабочем котловане.

При проведении ремонта в атмосферу попадают пары газа, нефти и нефтепродуктов особенно сильно при оборудовании временного амбара для откачки нефти, также происходит загрязнение слоя почвы нефтью и от попадания загрязняющих веществ с работающей техники.

При проведении работ могут произойти различные чрезвычайные ситуации: взрыв или возгорание газовой смеси, разрушение нефтепровода, падение автокрана в котлован [58].

4.1. Производственная безопасность

Повышенная и пониженная температура воздуха рабочей зоны.

К метеоусловиям относятся: температура, влажность, скорость движения воздуха, атмосферное давление, интенсивность радиационного излучения солнца. Так как эксплуатация и строительство внутрипромысловых нефтепроводов выполняются на

открытой местности, то на рабочих оказывает действие атмосферных осадков, сильный ветер, повышенная и пониженная температура воздуха от минус 50°С до плюс 40°С, в зависимости от времени года и географического расположения объекта.

Таблица 4.1. Опасные и вредные факторы возникающие на этапе строительства

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003. – 2015 [58])		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Земляные работы; Погрузочно-разгрузочные работы; Очистные работы; Сварочно-монтажные работы; Работа с герметиком, композитным составом и растворителем; Изоляционные работы.	1.Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны. 2.Повышенный уровень шума на рабочем месте. 3.Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу. 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны.	1.Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола). 2.Электрический ток; 3.Электрическая дуга и металлические искры при сварке. 4.Пожаровзрыво-безопасность.	СанПиН 2.2.4.3359-16. ГОСТ 12.4.011-89. ГОСТ 12.1.011 – 78. ГОСТ 12.4.310-2016. ГОСТ 20010-93. ГОСТ 12.4.137-2001. ГОСТ 12.4.004-74. ГОСТ 12.1.046-2014. ГОСТ Р 50571.3-2009. Правила по охране труда при работе на высоте (с изменениями на 17 июня 2015 года). ГОСТ Р 12.1.019-2009. ГОСТ 12.1.019 – 79. РД 25.160.10-

Профилактика перегревания и переохлаждения должна осуществляться организацией отдыха и рационального режима труда сокращением рабочего времени для перерывов с отдыхом в зоне с нормальным микроклиматом. Для предотвращения воздействия метеорологических условий для рабочих предусматривается специальная одежда, головные уборы и средства индивидуальной защиты.

Повышенный уровень шума на рабочем месте.

Различная техника (бульдозеры, экскаваторы, автокраны, тягачи) при своём передвижении и работе издаёт большое количество шума, которое негативно влияет на работающий персонал. Так же издает значительное количества шума остальное оборудование: режущее оборудование, сварочные и насосные аппараты, передвижные генераторные установки.

Воздействие шума на человеческий организм определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы, включая нервную систему.

При физической работе, связанной с точностью, сосредоточенностью или периодическими слуховыми контролями, громкость ниже 80 дБА не влияет на органы

слуха. В соответствии с нормативными документами при длительном воздействии шума больше 80 дБА происходит постоянное повышение порога слуха и кровяного давления [59]. К основным методам борьбы с шумом относят:

- снижение уровня шума в источнике его возникновения;
- снижение шума на пути распространения звука;
- разумное размещение оборудования;
- использование средств индивидуальной защиты;
- соблюдение режима труда и отдыха [55].

Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

Источниками утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу могут являться природный газ, растворитель, герметик и композитный состав. Растворитель и нефть содержат углеводороды, пары которых очень опасны для здоровья, следует избегать соприкосновения с кожей. Смола, входящая в композитный состав и герметик, а также пары растворителя и природного газа токсичны и вызывают раздражение слизистых оболочек, а также кожи лица и рук, кашель, головокружение, а в некоторых случаях аллергическую реакцию и образование ожогов на коже. Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам $300 \text{ мг} / \text{м}^3$, при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать допустимую концентрацию газа в воздухе рабочей зоны, в газопроводе при выполнении газоопасных работ – не более 20 % от нижнего концентрационного предела распространения пламени [54].

При работе с композитным составом, герметиком и растворителем необходимо пользоваться индивидуальными средствами защиты: специальный костюм по [55]; резиновые перчатки по [56]; сапогами по [57]; респиратор РПГ – 67А по [58].

Недостаточная освещённость рабочей зоны.

Работы по эксплуатации магистрального газопровода проводятся непосредственно в трассовых условиях и при аварийных ситуациях ремонт ведется в темное время суток без обеспечения достаточного освещения рабочих мест и рабочей зоны.

Подходы и проезды к строительной площадке, рабочие места, участки проведения работ в темное время суток должны быть достаточно освещены:

- при производстве земляных работ, производимых сухим способом землеройными и другими механизмами, наименьшая вертикальная освещенность по всей высоте забоя и по всей высоте разгрузки (со стороны машиниста) должна

составлять 10 лк;

- при сборке и монтаже строительных грузоподъемных механизмов – 50 лк;
- при разработке грунта бульдозерами, скреперами, катками и др. – 10лк;
- в местах разгрузки, погрузки и складирования заготовленной арматуры при проведении бетонных и железобетонных работ – 2 лк;
- при работе стационарных сварочных аппаратов, механических ножниц, гибочных станков для заготовки арматуры – 50 лк;
- подходы к рабочим местам – 5 лк [59].

Освещенность должна быть равномерной, без ослепляющего действия осветительных приборов на рабочих.

При проведении сварочно-монтажных работ на рабочих местах в темное время суток необходимо применять стационарные светильники напряжением 220В во взрывозащищенном исполнении, подвешенные на высоте не менее 2,5 м. Напряжение переносных светильников не должно превышать 12В [51].

Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола).

Работами на высоте считаются все работы, выполняемые на высоте более 1,8 м от поверхности грунта или настила [54]. При прокладке внутрипромыслового нефтепровода раскапывается траншея. Существует риск с получением производственного травматизма в результате падения с высоты.

Для защиты головы все работники, находящиеся в рабочей зоне, при выполнении работ должны быть обеспечены касками.

Приставные лестницы по конструкции должны соответствовать требованиям и быть оборудованы нескользкими опорами.

Не допускается разработка ремонтного котлована без откосов. Откосы разрабатываются в зависимости от типа грунта и глубины траншеи.

К средствам индивидуальной защиты от падения с высоты работников относятся: канаты страховочные и предохранительные пояса. На всех

предохранительных поясах должна быть бирка с датой следующего испытания и инвентарным номером.

Электрический ток.

Источники электрического тока, которые создают опасность поражения током: электрический привод насосного оборудования электрооборудование очистных установок, генераторы, сварочные аппараты.

Электрический ток может оказывать термический, электролитический и биологический вид воздействий на организм человека.

При термическом действии тока на теле появляются ожоги разных форм, происходит нарушение функциональности внутренних органов и перегревание кровеносных сосудов.

При электролитическом действии происходит расщепление крови и другой органической жидкости в тканях организма, что в свою очередь вызывает существенные изменения ее физико-химического состава.

При биологическом действии нарушается нормальная работа мышечной системы. Появляются непроизвольные судорожные сокращения мышц, данное влияние опасно для органов дыхания и кровообращения, таких как легкие и сердце, оно может привести к нарушению их нормальной работы, в том числе и к полному прекращению их функциональности.

Все применяемые электроинструменты и электрооборудование должны быть заземлены.

Работа с электроинструментом запрещается при:

- появлении дыма;
- повреждении кабеля;
- плохо работающем выключателе;
- повышении вибрации, стука, шума;
- появлении трещины в защитном экране, корпусе.

К основным способам и средствам электрозащиты относятся:

- изоляция частей, проводящих ток;

- предупредительная сигнализация и блокировки;
- установка оградительных устройств;
- применение не больших напряжений;
- использование предупреждающих плакатов и знаков безопасности;
- средства индивидуальной электрозащиты;
- защитное заземление;
- защитное отключение.

Электробезопасность труда и оборудования регламентируется ГОСТ Р 12.1.019-2009 [59].

Электрическая дуга и металлические искры при сварке.

При осуществлении сварочно-монтажных работ возможны брызги металла, поражения электрическим током. При производстве процесса сварки существуют опасные факторы, которые воздействуют на сварщика: поражение глаз и открытой поверхности кожи лучами сварочной дуги; поражение электрическим током, при прикосновении человека к токовыводящим частям электрической цепи; взрыв в результате проведения сварки вблизи взрывоопасных и легковоспламеняющихся веществ; ожоги от брызг металла при резке и сварке металла; травмы механического характера при подготовке и в процессе монтажа ремонтных конструкций магистрального нефтепровода.

К проведению электросварочных работ допускаются электросварщики, прошедшие установленную аттестацию и имеющие соответствующие разрешающие удостоверения. Огневые, газоопасные и другие работы повышенной опасности выполняются только с оформлением наряда-допуска.

Для защиты от брызг расплавленного металла и излучения сварочной дуги, сварщик обязан носить спецобувь и спецодежду, а лицо и глаза закрывать специальным щитком или маской со светофильтром.

Электросварщику необходимо работать в диэлектрических перчатках на резиновом коврике. На рабочем месте должны быть индивидуальные средства пожаротушения и индивидуальные аптечки. Для тушения электроустановок необходимо применять углекислотные огнетушители [53].

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход. Предельно – допустимая концентрация паров газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м³, при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать допустимую концентрацию газа в воздухе рабочей зоны, в газопроводе при выполнении газоопасных работ – не более 20 % от нижнего концентрационного предела распространения пламени.[54]

К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших загораний, относятся пожарные стволы, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла, вода и т. п. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе.

4.2 Экологическая безопасность

Строительство и эксплуатация внутрипромысловых нефтепроводов, должны выполняться в соответствии с требованиями руководящих документов и законов в части охраны окружающей среды с сохранением её устойчивого экологического равновесия.

4.2.1 Анализ влияния на окружающую среду

Воздействие на атмосферу

При проведении ремонта и технологического обслуживания нефтепроводов в атмосферу попадают пары углеводородов. В таблице 16 представлены ПДК и классы опасности некоторых веществ, входящих в состав нефти и газа, а также паров и веществ участвующих в технологических процессах хранения и транспортировки углеводородов в воздухе рабочей зоны [15].

Таблица 4.2 – Предельно-допустимая концентрация в воздухе и классы опасности

Наименование вещества	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Нефть	300	4
Метан	300	4
Пропан	300	4
Бутан	300	4
Бензол	5	2
Метанол	5	3
Этиловый спирт	1000	4
Ацетон	200	4
Керосин	300	4
Окислы азота	5	2
Метилмеркаптан	0,8	2
Ртуть	0,01	1
Серная кислота	1	2
Тетраэтилсвинец	0,005	1
Толуол	50	3
Окись углерода	20	4
Дихлорэтан	10	2
Сероводород	10	2

Воздействие на литосферу:

При выполнении технологического обслуживания и ремонтных работ возможно попадание на почву загрязняющих веществ с работающей техники и оборудования. На всех этапах строительства и эксплуатации магистрального газопровода необходимо выполнять мероприятия, которые предотвращают следующие процессы:

- появление неблагоприятных эрозионных процессов;
- загрязнение территории различными отходами;
- загорание торфяников и естественной растительности.

4.2.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Воздействие на атмосферу

С целью снижения количества испарений паров газа необходимо своевременно устранить утечку. Природный газ не имеет запаха. Для придания запаха, в газ добавляют этилмеркаптан. Процесс одоразации, позволяет придать газу специфический запах, что позволяет почувствовать его, органами дыхания. Также, для обнаружения утечек используют газоанализаторы, позволяющие определить количество метана в воздухе.

Воздействие на литосферу

На период проведения строительных работ и ремонта магистрального газопровода, проезд к дефектным участкам предусматривается по временным подъездным дорогам с устройством переездов в местах пересечения действующих подземных нефтепроводов.

Подъездные пути и временные автомобильные дороги необходимо устраивать с учетом требований для предотвращения повреждений древесно-кустарниковой растительности и сельскохозяйственных угодий.

Все ремонтные работы должны проводиться исключительно в пределах отведенной полосы для уменьшения ущерба, наносимого окружающей природной среде.

По окончании всех работ необходимо полностью вывезти производственные отходы (металлолом, изоляционные материалы и т. д.) и восстановить нарушенный рельеф местности.

Природовосстановительные мероприятия считаются завершенными, если отсутствуют места, загрязненные горюче-смазочными, бытовыми и строительными отходами. На всех участках восстановлен растительный слой. Рекультивации подлежат нарушенные земли, передаваемые во временное пользование на период производства работ по строительству и ремонту газопровода.

Воздействие на гидросферу

Для восстановления существовавшей до начала выполнения строительства и проведения ремонтных работ системы местного водостока, следует обеспечить расчистку ложбин временного стока, русел водотоков от грунта, попадавшего в них во время проведения земляных работ. Запрещается сталкивать грунт в русло реки при планировке береговых откосов.

При оборудовании временного городка и оснащении участков работ следует предусматривать специальные зоны для заправки, технического обслуживания, ремонта машин и механизмов, а также оснащать их емкостями для сбора отработанных горюче-смазочных материалов и инвентарными контейнерами для строительных и бытовых отходов. Необходимо исключить попадание неочищенных стоков в водоемы.

4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

4.3.1 Анализ вероятных ЧС

При проведении строительных работ и работ по ремонту внутрипромыслового нефтепровода могут произойти различные чрезвычайные ситуации:

- взрыв или возгорание газовой воздушной смеси;
- разрушение газопровода;
- падение автокрана в котлован.

В связи с этим, инженерно-технический персонал и рабочие проходят обучение по своей специальности и правилам техники безопасности. Проверку знаний оформляют соответствующими документами согласно действующим отраслевым положениям о порядке проверки знаний норм, инструкций и правил, по охране труда. Вновь поступающие на работу допускаются к выполнению своих обязанностей после прохождения ими вводного инструктажа по технике безопасности и охране труда непосредственно на рабочем месте.

4.3.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

При строительстве и производстве технологического обслуживания на внутрипромысловых нефтепроводах нужно строго соблюдать правила техники безопасности, руководствуясь нормативными документами. Все производственные инструкции предусматривают разделы по технике безопасности, которые составлены в соответствии с требованиями действующих правил для каждого конкретного условия с учетом специфики проводимых работ. С данными инструкциями знакомят технический и рабочих персонал, с выдачей на руки инструкций по профессиям.

Вскрытие внутрипромыслового нефтепровода производят экскаватором в соответствии с проектной документацией с соблюдением следующих условий безопасности:

- для исключения повреждений газопровода минимальное расстояние между ковшом работающего экскаватора и стенкой трубы должно быть в пределах от 150 до 200 мм [57];
- запрещается нахождение людей и проведение других работ в зоне действия рабочего органа экскаватора.

Для предупреждения появления ЧС огневые работы на газопроводе следует производить в соответствии с требованиями п. 8 РД 39-00147105-015- 98.

Для каждого из участков трассы необходима разработка планов ликвидации возможных аварий, определяющие порядок и обязанности действия персонала аварийных служб и ответственных должностных лиц. Эти планы позволяют более организованно и оперативно принять экстренные меры по восстановлению газопровода, защите окружающей среды, обеспечению безопасности близко расположенных объектов народного хозяйства и тем самым значительно уменьшить последствия и сократить ущерб возможных аварий [58].

Планы ликвидации возможных аварий разрабатываются и рассматриваются специальной комиссией, включающую старшего диспетчера, начальника отдела эксплуатации, главного энергетика, главного механика, инженера по технике

безопасности, начальника пожарной части, начальника аварийно восстановительной службы, подписываются членами комиссии и утверждаются главным инженером РНУ.

Планы ликвидации возможных аварий должны разрабатываться в соответствии с наличием кадров и фактическим состоянием аварийной техники, линейной части нефтепровода, подъездных путей. В случае изменения фактического состояния подъездных путей, аварийной техники, наличия кадров и т. д. в план в течение месяца должны быть внесены соответствующие дополнения и изменения.

4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

4.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

При выполнении строительства и технологического обслуживания в районах Крайнего Севера, рабочие имеют дополнительные льготы, отражённые в законе «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях»

Организация и проведение работ должны осуществляться в соответствии с требованиями действующих руководящих документов и регламентов.

Запрещается проводить работы без оформления необходимых разрешительных документов. Организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасного производства огневых, газоопасных работ и работ повышенной опасности должны включать разработку инструкций по охране труда на каждый вид проводимых работ или их подборку.

Работников, выполняющих работы по замене дефектных участков магистральных нефтепроводов необходимо обеспечить спецобувью, спецодеждой и другими защитными средствами, согласно «Типовым нормам бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам», имеющих соответствующие сертификаты соответствия [59].

Организационно-технические мероприятия на проведение ремонтных работ на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах магистральных нефтепроводов должны включать мероприятия, выполняемые при подготовке объекта к проведению работ, и мероприятия, выполняемые непосредственно при проведении работ.

Технические и организационные меры безопасности при подготовке объекта к выполнению работ составляются при разработке ППР и оформлении наряда-допуска на каждый вид работ и место их проведения.

4.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Разработка ремонтного котлована осуществляется экскаваторами.

Длину котлована определяют по расчету:

$$L = l + (2-3)$$

где l – длина ремонтируемого участка газопровода, но не меньше диаметра трубы [53].

Не менее 0,6 м должно быть расстояние от дна котлована до нижней образующей газопровода. Для предотвращения обвала грунта в котлован отвал необходимо располагать на расстоянии не менее одного метра.

Для возможности быстрого спуска и выхода рабочих, котлован оснащается двумя инвентарными приставными лестницами на каждую сторону торца котлована, длиной не менее 1,25 глубины котлована и шириной от 75 см. Для работы в ночное время в котловане необходимо использовать светильники во взрывозащищенном исполнении.

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5.1 SWOT-анализ

SWOT-анализ — метод стратегического планирования, заключающийся в выявлении факторов внутренней и внешней среды организации и разделении их на четыре категории: Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы).

Таблица 5.1 – Матрица SWOT

Сильные стороны: С1. Возможность анализа технологии строительства нефтепровода на болотах. С2. Разнообразные технические решения в технологии строительства. С3. Нефтепровод пользуется массовым спросом.	Слабые стороны: Сл1. Сложность строительства нефтепровода на болотах. Сл2. Большие материальные вложения. Сл3. Необходим точный и аккуратный монтаж нефтепровода.
Возможности: В1. Поиск путей снижения себестоимости продукции. В2. Строительство нефтепроводов на болотах позволит увеличить объем выручки и долю денежных поступлений. В3. Усовершенствование технологии строительства нефтепровода на болотах.	Угрозы: У1. Снижение стоимости нефтепродуктов. У2. Выход из строя производственного оборудования.

5.2 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Для этого необходимо заполнить специальную форму, содержащую показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта.

Таблица 5.2 – Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно- технический задел	4	3
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-техническогозадела	5	3
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	5	4
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	5	3
5	Выявлены авторы и осуществлена охрана их прав	3	3
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	3	3

Продолжение таблицы 5.2

7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	3	3
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	3	3
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	4	3
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	4	3
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	3	3
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	3	3
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	3	3
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	3	3
15	Разработан механизм реализации научного проекта	4	3
	ИТОГО БАЛЛОВ	55	46

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i \quad (5.1)$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению; B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени проработанности научного проекта составило 55, что говорит о хорошей перспективности, а знания разработчика достаточны для успешной ее коммерциализации. Значение уровня имеющихся знаний у разработчика составило 46 – перспективность выше среднего.

По результатам оценки можно сказать, что в первую очередь необходимо проработать вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот. Следующими задачами будет проработка вопросов финансирования коммерциализации научной разработки и поиск команды для коммерциализации научной разработки.

5.3 План проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы.

Таблица 5.3 – Календарный план

Код работы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Составление технического задания	1	08.02.2017	09.02.2017	Инженер РНУ
2	Анализ документации	3	09.02.2017	12.02.2017	Инженер экспертной организации

Продолжение таблицы 5.3

3	Составление программы прокладки дороги	4	13.02.2017	17.02.2017	Инженер экспертной организации
4	пределения места и количества	10	18.02.2017	28.02.2017	Определение экспертной организации
5	Подготовка грунта	25	28.02.2017	23.03.2017	Бригада ЛАЭС
6	Доставка строй-материалов	20	24.03.2017	14.04.2017	Бригада ЛАЭС
7	Сварочно-монтажные работы	10	15.04.2017	25.04.2017	Бригада ЛАЭС
8	Прокладка дороги	10	26.04.2017	07.05.2017	Бригада ЛАЭС
9	Оформление и выдача результатов	6	08.05.2017	14.05.2017	Инженер экспертной организации
Итого:		99			

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады (таблица).

Таблица 5.4 – Календарный план-график проведения диплома по теме.

Вид работ	Исполнители	Т _к , раб. дн.	Продолжительность выполнения работ											
			февраль			март			Апрель			май		
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Составление технического задания	Инженер РНУ	1	■											
Анализ документации	Инженер экспертной	3		■										
Составление программы прокладки	Инженер экспертной	4			■									
Определения места и количества контрольных участков	Определение экспертной организации	10			■	■	■							
Подготовка грунта	Бригада ЛАЭС	25			■	■	■	■						
Доставка строй-материалов	Бригада ЛАЭС	20							■	■				
Сварочно-монтажные работы	Бригада ЛАЭС	10								■	■			
Прокладка дороги	Бригада ЛАЭС	10										■	■	
Оформление и выдача результатов	Инженер экспертной организации	6											■	■

5.4 Расчет по устройству лежневой дороги

Магистральные трубопроводы прокладываются в самых различных геологических условиях. При прочих равных условиях (диаметр, протяженность трубопровода и др.) стоимость строительства трубопровода в условиях болот выше, чем стоимость строительства на устойчивых грунтах. Это объясняется необходимостью строительства лежневых дорог для

прохода строительной и специальной техники, для перевозки людей грузов и оборудования, ГСМ, межобъектной связи, бытового обслуживания и т.п.

В данном разделе будет приведен расчет стоимости строительства лежневой дороги для прокладки магистрального трубопровода на примере строительства дороги длиной 2,725 метров в условиях болот Томской области в зимнее время.

Лежневые дороги представляют собой сплошной настил бревен диаметром не менее 14 см, поперечно уложенных на продольное лежни (бревна), расстояние между которыми в среднем равно 1 м, а по краю дороги со стороны прокладываемого нефтепровода 0,4 – 0,6 м.

Предназначены для осуществления перевозок по трассе строящегося трубопровода. Проходят как по полосе строительства, так и в непосредственной близости от нее.

В зависимости от требуемой грузоподъемности лежневые дороги сооружают однослойными и многослойными (несколько слоев бревен).

По краям верхнего слоя бревенчатого настила укладывают колесоотбойные бревна, уложенные продольно. Колесоотбойные бревна скрепляют с бревенчатым настилом проволочными скрутками, скобами или

болтами. Для сохранности древесины при проходе гусеничной техники лежневые дороги поверх настила засыпают слоем грунта толщиной 20 - 25 см.

Лежневая дорога должна иметь такую ширину, чтобы обеспечить передвижение техники в обоих направлениях. Ширину лежневой дороги принимаем 7 м.

В состав работ по устройству лежневой дороги входят:

- 1) планировка грунта бульдозером;
- 2) уплотнение грунта катками;
- 3) устройство выстилки (из местных лесосечных отходов);

- 4) укладка силовой мембраны из нетканых синтетических материалов;
- 5) укладка лесоматериала круглого $\varnothing$ 200 мм;
доставка грунта

1. Планировка грунта бульдозером

Длина нашего участка $L = 2725$ м, ширина будущей лежневой дороги $b = 7$ м, толщину слоя планируемого грунта примем $h = 0,3$ м.

Грунт необходимо доставить. Доставка грунта (25км от места источника грунта) и стоимость 1 м^3 грунта: $S_{гр} = 364$ р.

Рассчитаем объем планируемого грунта по формуле:

$$V_{гр} = L \cdot b \cdot h = 2725 \cdot 7 \cdot 0,3 = 5730 \text{ м}^3, \quad (4.1)$$

где L – длина участка; b – ширина дороги;
 h – толщина слоя планируемого грунта.

Стоимость 5730 м^3 грунта рассчитаем по формуле:

$$S_{гр1} = V_{гр} \cdot S_{гр} = 5730 \cdot 364 = 2085720 \text{ руб.}, \quad (4.2)$$

Планировку грунта будем производить бульдозером мощностью 160 л.с. Стоимость планировки 1 м^3 грунта включает затраты на эксплуатацию бульдозера и оплату труда машинистов:

$$S_{плп} = 19 \text{ р/м}^3.$$

Общая стоимость планировочных работ бульдозером рассчитаем по формуле:

$$S_{обшп} = V_{гр} \cdot S_{гр} = 5730 \cdot 19 = 108870 \text{ руб} \quad (4.3)$$

2. Уплотнение грунта катками

Стоимость уплотнения 1 м^3 грунта включает затраты на эксплуатацию катка и оплату труда машинистов: $S_{кат} = 21 \text{ р/м}^3$.

Стоимость уплотнения грунта катками рассчитываем по формуле:

$$S_{\text{упк}} = V_{\text{сп}} \cdot S_{\text{кат}} = 5730 \cdot 21 = 120330 \text{ руб.}, \quad (4.4)$$

3. Устройство выстилки из лесосечных отходов

В стоимость устройства 1м выстилки шириной 7 м из лесосечных отходов включаются затраты на эксплуатацию машин и механизмов, затраты на оплату труда машинистов, затраты на оплату труда рабочих, материальные затраты.

$S_{\text{выст}} = 2788$ р/м – цена 1 м семиметровой выстилки.

Расчет стоимость устройства 2725 метров семиметровой выстилки производим по формуле:

$$S_{\text{выст1}} = L \cdot S_{\text{выст}} = 2725 \cdot 2788 = 7597300 \text{ руб.}, \quad (4.5)$$

4. Укладка силовой мембраны из нетканых синтетических материалов

В стоимость укладки силовой мембраны из НСМ входят затраты на оплату труда рабочих, затрату на оплату труда машинистов, материальные затраты.

Стоимость 1 м² НСМ $S_{\text{НСМ}} = 61$ р/м².

Стоимость укладки 1 м² НСМ $S_{\text{НСМ1}} = 13$ р/м².

Рассчитаем площадь поверхности, которую необходимо покрыть НСМ, по формуле:

$$S_{\text{пов}} = L \cdot b = 2725 \cdot 7 = 19075 \text{ м}^2 \quad (4.6)$$

Общая стоимость укладки силовой мембраны:

$$S_{\text{НСМО}} = (S_{\text{НСМ}} + S_{\text{НСМ1}}) \cdot S_{\text{пов}} = (61+13) \cdot 19075 = 1411550 \text{ руб.}, \quad (4.7)$$

5. Укладка лесоматериала круглого Ø 200 мм

В стоимость укладки лесоматериала входят затраты на оплату труда рабочих, затрату на оплату труда машинистов, материальные затраты.

Рассчитаем потребность в лесоматериале по формуле:

$$P_{\text{лес}} = L \cdot b \cdot D = 2725 \cdot 7 \cdot 0,2 = 3815 \text{ м}, \quad (4.8)$$

Стоимость 1 м³ лесоматериала $S_{лесм} = 1717 \text{ р/м}^3$.

Стоимость укладки лесоматериала в лежни шириной 7 м: $S_{лес} = 1181 \text{ р/м}$.

Общая стоимость укладки лесоматериала:

$$S_{лес1} = S_{лес} \cdot L + P_{лес} \cdot S_{лесм} = 1181 \cdot 2725 + 1717 \cdot 3815 = 9768580 \text{ руб.}, (4.9)$$

Таблица 5.5 – Расчет стоимости работ по строительству лежневой дороги шириной 7 метров и протяженностью 2725 метров

Наименование работ	Ед. измерения	Объем работ	Стоимость единицы работ, руб.	Общая стоимость работ, руб.
Вспашка грунта бульдозером	м ³	5730	19	108870
Укатывание грунта катками	м ³	5730	21	120330
Устройство выстилки	м	2725	2788	7597300
Укладка силовой мембраны	м ²	19075	13	247975
Укладка лесоматериала	м	2725	1811	3218225
Итого				11292700

Таблица 5.6 – Расчет стоимости материалов для строительства лежневой дороги шириной 7 метров и протяженностью 2725 метров.

Наименование материала	Ед. измерения	Объем	Стоимость единицы материала, руб.	Общая стоимость материала, руб.
Привозной грунт (стоимость грунта + доставка)	м ³	5370	364	1954680
Нетканый синтетический материал	м ²	19075	61	1163575

Лесоматериал круглый Ø 200 мм	м³	3815	1717	6550355
Итого				9668610

Расчет общей стоимости строительства лежневой дороги шириной 7 метров и протяженностью 2725 метров производим по формуле:

$$S_{\text{лежбщ}} = S_{\text{раб}} + S_{\text{мат}} = 11292700 + 9668610 = 20961310 \text{ руб.}, (4.10)$$

где $S_{\text{раб}}$ – стоимости работ по строительству лежневой дороги шириной 7

метров и протяженностью 2725 метров;

$S_{\text{мат}}$ – стоимости материалов для строительства лежневой дороги шириной 7 метров и протяженностью 2725 метров.

Вывод: Как показал расчет, строительство лежневых дорог достаточно дорогостоящее мероприятие. Основные затраты по строительству лежневой дороги приходятся на лесоматериал и его укладку. Лежневые дороги практичные, надежные, долговечные в эксплуатации, обеспечивают устойчивое прохождение техники, как в зимний, так и в летний период. В зимне-весенний период, в целях снижения затрат на строительство временных дорог, на тех участках, где это возможно (участки, где болота промерзают на достаточную для прохождения техники глубину), целесообразно использовать строительство зимних дорог. Зимние дороги более просты в строительстве и значительно дешевле, чем лежневые дороги.

Заключение

В ходе данной работы была рассмотрена и изучена нормативно-техническая документация и различные методические указания, действующие в области строительства и эксплуатации техники. Проведено сравнение линейных и захлестных стыков в результате чего можно сказать, что линейные стыки менее трудозатратные, требуется меньше единиц техники, не требуется дублирующий неразрушающий контроль. Что касательно экономической точки зрения, то сварка линейного стыка в среднем на 20% дешевле и за исключением мероприятий, которые необходимы при сварке захлестных стыков - линейный стык выходит в итоге в разы дешевле. При сварке линейных стыков дефект смещения кромок сведен к минимуму, при условии что концы труб не деформированы, следовательно эксплуатационная надежность увеличивается по сравнению со сваркой захлестных стыков, и выявлено решение по повышению эксплуатационной надежности внутрипромысловых нефтепроводов за счет замены захлестных стыков на линейные. Разработаны рекомендации по совершенствованию технологии замены захлестных стыков на линейные при строительстве внутрипромысловых нефтепроводов. Выполнен расчет допустимой величины смещения кромок сварного стыка, в результате которого можно сделать вывод что условия надежности сварного стыка выполняются на данном участке нефтепровода. Был проведен расчет комплексного показателя надежности, по результатам которого видно, что комплексный показатель линейных стыков больше чем комплексный показатель захлестных.

Список использованных источников

1. ГОСТ 12.4.011-89 Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – М.: Изд-во стандартов, 1990. – 7 с..
2. ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности. – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 6 с..
3. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – 50 с..
4. ГОСТ 12.0.003.-74. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 6 с..
5. ГОСТ 12.1.019-79 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М.: Изд-во стандартов, 1979. – 5 с..
6. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Изд-во стандартов, 1996. – 83 с..
7. 44 ГОСТ 12.1.035-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование для дуговой и контактной электросварки. – М.: Изд-во стандартов, 1982. – 7 с..
8. СанПиН 2.2.4.548-96 -Санитарные правила и нормы Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.-М.: Изд-во стандартов, 1996. – 120 с.
9. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Изменением N 1)». – М.: Государственный комитет Совета Министров, 1974. – 4 с.
10. ГОСТ 12. 1.004 – 91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования». – М.: Государственный комитет СССР по управлению качеством продукции и стандартам, 1991. – 81 с.
11. ГОСТ 12.4.011-89 «ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация». – М.: Государственный комитет СССР по стандартам, 1989. – 8 с.

12.СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (с Изменением N 1)». – М.: МЧС России, 2009. – 35 с

13. ГОСТ Р 22.0.07-95 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров». – М.: Госстандарт России, 1995. – 10 с.

14. ГОСТ 12.1.035-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование для дуговой и контактной электросварки. – М.: Изд-во стандартов, 1982. – 7 с..

15. ГОСТ 17. 4. 3. 04-85 «Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения».-М.: Государственный комитет СССР, 1986.- 4 с.

16. «Трудовой кодекс Российской Федерации» (с изменениями на 3 июля 2016 года) (редакция, действующая с 1 января 2017 года). – М.: Государственная Дума РФ, 2001. – 176 с.

17. Айбиндер А. Б., Камерштайн А. Г. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость: Справочное пособие — М.: Недра, 1982.—341 с.

18. Плешин Н. П. Физические основы акустических методов контроля.— М.: Изд-во. МВТУ, 1986.—44 с.

19. Аюшин Н. П. Методы акустического контроля металлов / Н. П. Алешин, В. Е. Белый, А. Х. Вopilкин и др.— М.: Машиностроение. 1989.

20. Алешин Н. П., Щербинский В. Г. Радиационная, ультразвуковая и магнитная дефектоскопия металлоизделий.—М.: Высшая школа, 1991.

21. Баренблатт Г. Н. Математическая теория равновесия трещин, образующихся при хрупком разрушении // Прикладная математика и техническая физика, № 4 — М.: ИЗД. АН СССР.— 1961.— С.3—56.

22. *Бирилло И. Н.* Совершенствование методов оценки работоспособности газопроводных труб с коррозионными повреждениями: Дисс. ... канд. техн. наук.— Ухта: Ухтинский ГТУ, 2004,— 176 с.

23. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200103173> (дата обращения: 10.02.18).

24. Володченкова О. Ю. Обеспечение проектного положения подземных магистральных нефтепроводов в зонах вечной мерзлоты: диссертация кандидата технических наук : 25.00.19. – М., 2007. – 148 с.

25. Харионовский В.В. Надёжность и ресурс конструкций газопроводов. – М.: ОАО Издательство «Недра», 2000. – 467 с.

26. Харионовский В.В. Повышение прочности газопроводов в сложных условиях. – Л.: Недра, 1900. – 180 с.

27. Линейные сооружения на вечномерзлых грунтах / Науч. сов. По криологии Земли. – М.: Наука, 1990. – 184 с.

28. Исмаилов Т. И. Исследование несущей способности подземных магистральных газопроводов на участках трассы с неустойчивыми грунтами: диссертация кандидата технических наук : 25.00.19. – М., 2007. – 120 с.

29. Асадуллин М.З. Влияние климатических условий на теплообмен магистрального газопровода / Асадуллин М.З., Гаррис Н.А., Новоселов В.В. // Ремонт трубопроводов: науч. техн. сб. / Газпром. 2001. - №1. - С. 20-25.

30. Асадуллин М.З. Совершенствование методики расчета на прочность магистральных газопроводов / М.З. Асадуллин, И.Г. Исмагилов,

31. Р.Р. Усманов, С.М. Файзуллин // Газовая промышленность. 2001.— № 5.— С.34—

32.Аскарлов Р.М. Развитие и научное обоснование методов ремонта магистральных нефтегазопроводов без остановки транспортировки продукта. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. – Уфа, 2009. – 51с.

33.Гаррис Ю.О. Регулирование тепловых режимов подземных трубопроводов / Ю.О. Гаррис, С.Е. Кутуков, В.В. Новоселов, И.Г. Исмагилов

// Интервал. Передовые технологии. 2001. - № 4 - С. 14-17.

34.Гаррис Н.А. Ресурсосберегающие технологии при магистральном транспорте газа / Н.А. Гаррис. СПб.: ООО "Недра", 2009. - 368с.

35.Исследование влияния температурного фактора на надежность функционирования газопроводов // Отчет о научно-исследовательской работе. Науч. рук. Гаррис Н.А. Уфа. УГНТУ. - 2001.

36.Соколов С. М. Многолетнемерзлые грунты в качестве основания промысловых трубопроводов // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 10. – С. 126-127.

37.СП 131.13330.2012 Строительная климатология.
Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200095546> (дата обращения: 24.04.18).

38.Мустафин Ф. М. Строительные конструкции нефтегазовых объектов: учебник / Ф. М. Мустафин. – СПб.: Недра, 2008. – 780 с.

39.Коршак А. А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: учебник для вузов / А. А. Коршак, А. М. Нечваль. – СПб.: Недра, 2008. – 488с.

40.Технологические нормы проектирования магистральных газопроводов. СТО Газпром 2-3.5-051-2006. М.: ОАО "Газпром", ООО "ВНИИГАЗ", ООО "ИРЦ Газпром", 2006. - 186с.

41.РСН 31-83 Нормы производства инженерно-геологических изысканий для строительства на вечномёрзлых грунтах [Электронный ресурс].

режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200000629>
(дата обращения: 30.04.18).

42.Семенов А.П. Исследование теплового взаимодействия подземных магистральных нефтепроводов с сезоннопромерзающим грунтом / А.П. Семенов. М.: 1968.

43.Дерцякян А.К., Шпотаковский Б.Г., Воляков В.Г. Справочник по проектированию магистральных трубопроводов. Л., «Недра», 1997. С. 519

44.Ароне А. А., Кутателадзе С.С. Исследование теплопередачи от подземных трубопроводов методом моделирования. "Журнал технической физи-ки", т.5, вып.9.,1935.

45.Володченкова О. Ю. Основные задачи и закономерности механики грунтов // Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт,- М.: РГУ им. И.М. Губкина, 2003, №1. - С.73-75.

46.Володченкова О. Ю, Проектирование и строительство магистраль-ных трубопроводов в сложных природно-климатических условиях // Магист-ральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, экс-плуатация, ремонт.- М.: РГУ им. И.М. Губкина, 2004, №4.

-С. 71-72.

47.Володченкова О. Ю. Особенности работы грунта под нагрузкой // Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт,- М.: РГУ им. И.М. Губкина, 2003, №3, -С.64-66.

48.Бродская И. А. Методика комплексного использования данных аэрокосмического зондирования и гис-технологий для мониторинга линейных природно-технических систем: 25.00.34. – М., 2009. – 208 с.

49.Анисимов О.А. Оценочный отчет Greenpeace«Основные природные и социально-экономические последствия изменения климата в районах распространения пород: прогноз на основе синтеза наблюдений и моделирование./ Анисимов О.А.// М. : ОМННО «Совет Гринпис», 2010. – 44с.

50.Анисимов О.А., Белолуцкая М.А. «Влияние изменения климата на вечную мерзлоту: прогноз и оценка неопределенности» // Сайт рабочей группы «Вечная мерзлота и климат» Международной ассоциации мерзлотоведения. Статья в сборнике ИГКЭ. – 2003. [Электронный ресурс] – режим доступа. – URL: <http://permafrost.su/publications>

52.Витченко А.С. Контроль деформированного состояния надземных трубопроводов в криолитозоне. дис. канд. техн. наук. Надым : 2008. – 115 с.

53.Долгих Г.М. Строительство на вечномерзлых грунтах: проблемы качества / Г.М. Долгих, С.П. Вельчев // Международный журнал «Геотехника». – 2010. – № 6. – С. 23 – 29.

54.Попов А.П. Управление геотехническими системами газового комплекса в криолитозоне. Прогноз состояния и обеспечение надежности. Дис. док. техн. наук. Тюмень: 2005. – 713 с.

55.Губарьков А.А Инженерно-геологические изыскания и строительство нефтепровода «Ванкорское месторождение – НПС Пурпе». Известия вузов. Нефть и газ. – 2011 – №5. – стр. 25 – 28

56.Смирнов В.В. Повышение надежности эксплуатации надземных магистральных нефтепроводов на многолетнемерзлых грунтах/ Смирнов В.В., Земенков Ю.Д.//. Нефть и газ: Отдельный выпуск Горного информационного- аналитического бюллетеня (научно-технического журнала). М.: Издательство«Горная книга». – 2013. – № ОВЗ. – с.197 –208.

57.Цытович Н.А. Механика мерзлых грунтов: учебное пособие / Н.А. Цытович. – М.: Высшая школа, 1973. – 448 с.

58.Справочник проектировщика промышленных, жилых и общественных зданий и сооружений. Расчетно-теоретический. В двух книгах. Кн. 2. Под ред. А. А. Уманского. Изд. 2-е, перераб. и доп. М., Стройиздат, 1973, 416 с.

59.Соколов С. М. и др. Определение напряженно-деформированного состояния трубопровода на переходе через границу между различными грунтами // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 5. – С. 127-129.

60.Эрмиш С. В. и др. Мониторинг пространственного положения трубопровода // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 4. – С. 56-58.

61.Зотов М. Ю. и др. Опыт применения программных комплексов для расчета напряженно-деформированного состояния нефтепроводов, прокладываемых на вечномерзлых грунтах // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 2 – С. 61-65.

62.Идрисова Я. Р. Обеспечение безопасной эксплуатации магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов на участках многолетнемерзлых грунтов : диссертация кандидата технических наук :25.00.19. – Уфа, 2015. – 98 с.

63.Распоряжение П. Р. Ф. от 13.11.2009 № 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года» // Собрание законодательства РФ. – 2009. – №. 48.

64.Марочник стали и сплавов [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.splav-kharkov.com> (дата обращения: 19.04.18).

65.Бадю Ю.Б., Трофимов В.Т. Льдистость и потенциальная тепловая осадка многолетнемерзлых пород южной части криолитозоны Зап.-Сибирск. плиты. В сб.: Природн. условия Зап. Сибири. Вып.8. - М., Изд-во МГУ, 1981, с. 58-63.

66.Хренов Н.Н., Шеремет В.В., Козлов А.Н., Пустовойт Г.П. Газопроводы Западной Сибири: всплытиеили выпучивание//Газовая промышленность. - 2001.-№8. -С. 35-37.

67.ГОСТ 27.002 – 2015 «Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения»

68.СП 25.13330.2012. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88

«Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах»;

69.СТО Газпром 2-2.3-095-2007 «Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов»

70.СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов»;

71.ВСН 013-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов в условиях вечной мерзлоты»;

72.СТО Газпром 2-3.1-071-2006 «Регламент организации работ по геотехническому мониторингу объектов газового комплекса в криолитозоне»;

73.СТО Газпром 2-3.1-072-2006 «Регламент организации работ по геотехническому мониторингу объектов газового комплекса в криолитозоне»;

74.ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы;

75.СанПин 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах;

76.ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация;

77.ГОСТ 12.1.011 – 78. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний;

78.ГОСТ 12.4.310-2016. Система стандартов безопасности труда. Одежда специальная для защиты работающих от воздействия нефти, нефтепродуктов. Технические требования;

79.ГОСТ 20010-93. Перчатки резиновые технические. Технические условия;

80.ГОСТ 12.4.137-2001. Обувь специальная с верхом из кожи для защиты от нефти, нефтепродуктов, кислот, щелочей, нетоксичной и взрывоопасной пыли. Технические условия;

81.ГОСТ 12.1.046-2014. Система стандартов безопасности труда. Строительство. Нормы освещения строительных площадок;

82.ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Increase in operational reliability of the infield pipeline

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ72	Пастухов Артем Сергеевич		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Брусник О.В.	К.П.Н.		

Консультант – лингвист: ОИЯ ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Новикова В.С.			

Introduction

Management of operational reliability of in-field oil pipelines is a process of system realization of complex of balanced measures, based on regular monitoring of change of quality of pipes, compounds and materials under influence of internal and external influences. The internal factors, ensuring the operational reliability of oil pipelines, include perfection of crystal structure of metal, purity of chemical composition, culture of melting, quality of rolled products to external-power effects, aggressiveness of contact media, electrochemical spontaneity of cracking of metal under tension, defects of welding, osmotic and diffusion Perokoki in anticorrosive coverings, etc.

As you can see, the mechanism of formation of these factors is not always available for control (for example, phase crystallization of metal) or hidden from observation (dislocation shifts at rental). Sometimes this mechanism is prone to anthropogenic disruptions (e.g., a calculation error) or accidental phenomena (pipe collapse during installation). But, in any case the mechanism of management of operational reliability requires deep scientific substantiation of operational influences on objects of the oil transport system and knowledge of physico-chemical regularities of interaction of these objects with environment. This approach allows the creation of a system of management methods, the matrix of which ensures the unification of engineering decisions in the selection of preventive or operational measures to maintain the potential level of operational reliability of oil transport systems as a whole.

First of all this refers to the systematization of methods on scientific research including the organization of their phased implementation, as well as a complex of modern instrumental techniques that provide metrological and intellectual control of the technical condition of the existing objects. Methodological unification of Polo The wife is the basis of systematic generalization and improvement of monitoring techniques for the assessment of the danger of corrosion media on the production of the strength resource of the

pipeline, as well as for the forecast detection of the pipeline sections prone to Stress-corrosion damage. Evaluation of the strength of tubular structures subject to the displacement of edges in the joints of welds prone to displacement of edges in joints of welded seams, and also to deformation or their mechanical damage. Finally, important-management factor is the method of estimation of operational stable of corrosion-resistant coatings designed for ensuring the long-term operational prospects of pipes in the conditions of corrosion aggression. The complex of these methods and their structural connection are formed on the basis of analysis at damage of the investigated systems, as well as on the basis of the results of laboratory, bench and industrial tests.

1 GENERAL PART

1.1 Brief physical and geographical characteristics of the area of works

Yurubeno-Tohomskoe is a large oil and gas condensate field in Russia. It is located in Krasnoyarsk Krai, in 280 km to the south-west from the P. Tur. It was opened in 1982. The development began in 2009. According to the system of geological oil and gas zoning, the Yurubeno-Tohomskoye field is located within the Baikitskaya gas-bearing region within the Leno-Tungusskaya Petroleum province. In tectonic terms, the local origin is timed to the central part of the Kamovskogo Arch of Baykitskaya Anteklase. Oil and gas is associated with carbonate and terrigenous (sandstone) sediments of the Hungarian and Rifean ages. Recoverable reserves of Yurubeno-Tokhomskoye field are in the category C1-64.5 million tons of oil, C2-172.9 million tons, gas (C1 + C2)-387.3 billion cubic meters. The density of oil is 0.850 g/cm³ or 34 ° API. The sulphur content is 0.2%. Paraffin content is 1%. The operator of the deposit is JSC "East Siberian Oil and Gas Company" (included in the structure of Rosneft). In 2011, 3 horizontal wells with a horizontal section of more than 1000 m were drilled.

1.2 Climatic characteristics of the area of works

The climate in the area works is sharply-continental with severe winters and hot summers. The warmest month is July with a maximum temperature of up to 40 + ° C, the coldest is in February, when the temperature can be lowered to -58° C.

Table 1.1

Average monthly and annual air temperature, °C

Weather stations		I	II	V		I	II	III	X		I	II	Year
Field	20,7	18,7	10,8	0,7	,3	5,2	8,0	4,4	,7	,1	11,4	19,4	1,5

The average annual air temperature is -1.5°C, the average annual amount of precipitation is 598 mm per year. The greatest amount of precipitation falls in August, the least in February.

Table 1.2

Average monthly and annual relative humidity

Month		I	II	V		I	II	III	X		I	II	Year
The average	0	7	3	6	0	8	4	9	8	8	2	1	5

Normative depth of freezing:

- For sandy soils – 2.55 m;
- For loam soils – 2.10 m;
- For sandy loam – 2.60 m.

The height of the snow cover reaches 82 cm.

Average monthly wind speed from 2.8 m/s to 5.8 m/sec, average annual - 3.8 m/sec.

Table 1.3

Average monthly and annual wind speeds, m/sec

Speed		I	II	V		I	II	III	X		I	II	Year
Speed m/sec	,5	,8	,1	,0	,9	,2	,8	,8	,5	,7	,8	,8	,1

The predominant wind direction is south to 21%. The largest average wind speed is observed in the winds of Southwest direction to 5.8 m/sec.

The duration of the unfavorable period is 7.5 months: from October 5 to May 20. Works are carried out in unfavorable period.

1.3 Prospects of the deposit

The industrial launch of the primary site of the YTF is scheduled for 2017 and involves the entry of a long-term shelf for oil production to 5 mln. tons a year in 2019. At the first stage of development in the period 2014-2019, it is planned to drill 170 producing wells, mainly with a horizontal end, and to commission the first start-up complex. The development of the deposit includes a gas compressor station, oil preparation plants, an acceptance point with a capacity of up to 5 mln. tons of oil per year and other facilities. The project is almost completely provided with design and working documentation, which gives high confidence in the volume of planned investments for the implementation of the current stage. It should be noted that the implementation of the project of development of the Yurubeno-Tokhomskoye field involves obtaining a significant synergy effect from its joint development with the Kuyumbinsky deposit. The main oil pipeline "Kuyumba-Taishet", which construction started at the end of 2013, will allow to connect these deposits to the pipeline system "East Siberia-Pacific Ocean" and to increase the volume of export oil supplied by the company to the prospective Asia-Pacific market.

Thus, the implementation of the project of development of the Yurubeno-Tokhomskoye field will have a significant impact on the growth of the economy of the Krasnoyarsk region and eastern Siberia as a whole – provide high level of tax revenues to the state in the next 20 years size of about 1.3 trillion. And it will have a positive impact on the development of social sphere.

1.4 General characteristics of the production facility

Name of the object: "Objects of arrangement of the expanded priority area of the Yurubchenotohomskoye field. Oil pipeline UPN-2 – SRP (UPN ur-5)".

General Designer: OJSC "Tomsknipineft".

Subcontractor organization: "Tomsknefteproekt" LTD.

The technological regulations are developed on the basis of the design task of 06.11.2014 G approved by the chief engineer of OJSC "Tomsknipineft" V. Zkuzenkov.

This regulation is executed on the industrial pipeline of the Yurubeno-Tokhomskoye field. The characteristic of the pipeline is given in Table 2. 1.

Table 2.1

Pipeline	Diameter and thickness of the pipe wall, mm	Length, M
Oil pipeline "UPN-2-PSP (UPN-ur-5)"	325x8	16417

The system of the fishing pipeline is completely sealed, so there is no waste in this production. Only emergency emissions of the transported product are possible.

For the construction of the pipeline "UPN-2-PSP (UPN-ur-5)" the pipes of seamless high corrosion resistance and chlamydia, from steel of the 13HFA brand, the class of durability to 52 for the development of the deposits of OAO "Rosneft" were adopted.

The shaped parts of the oil pipeline are similar to those of the 13HFA steel pipes, i.e. the mechanical properties of the metal finished parts meet the requirements of the main pipe metal.

For the underground laying of the pressure pipeline pipes are supplied with the factory corrosion-resistant coating of the reinforced type with the maximum operation temperature plus 60C, with a thermal insulation layer of Polyurethane foam 50 mm thick, with a protective shell of Corrosion-resistant polyethylene coated steel.

The decision on the use of pipes with a factory thermal insulation layer of 50 mm thick polyurethane is provided by:

- To prevent the temperature reduction of the transported product;
- For elimination of thermal influence of the transported product in the zone of distribution of Eternnoman soils: prevention of disturbance of temperature balance of soil thickness and thawing of existing arrays of perennial rocks.

Coatings should withstand external effects without flaking, delamination and cracking in the temperature range:

- In storage from minus 60 to plus 60 ° C;
- At carrying out of loading-unloading works and transportation of insulated pipes-from minus 50 to plus 60 ° C;
- At carrying out of construction-assembling and packing works-from minus 45 to plus 50 ° c;
- At operation – from minus 20 to plus 60 ° C.

Anti-corrosion insulation of the surface of the shaped parts is accepted: with an external corrosion-resistant coating of reinforced type with a maximum operating temperature plus 60 ° c, with a thermal insulation layer of 50 mm thick polyurethane foam, with a protective shell of steel with anti-corrosion polyethylene coating

For external protection of weld joints Zone Underground Mounted pipes are applied materials on the basis of bitumen-polymer mastics complete with an external non-detachable Heat Shrink Coupling.

For thermal insulation of welded joints (pipe-pipe) and shaped parts (pipe-elbow/transition/tee) with the factory insulation of polyurethane foam are provided

sets of thermo-insulation welded butt joints thickness of 50 mm, width 600 mm (CTS 325- PPUM50-MP).

Elevated areas of the pressure oil pipeline and shaped parts that do not have a factory heat-insulating coating, heat isolate according to SP 61.13330.2012. composition of thermal insulation:

Mats from staple fiberglass URSA brand M-25 thickness 80 mm, sealing ratio-1.33;

Cover layer on top of the insulation-steel thin-sheet galvanized thickness of 0.5 mm according to gost 14918-80.

Thermal insulation is provided on the nodes of start-up and reception of ODS and knots of valves № № 1-6.

The fittings are thermally insulated with SAS plug-in boxes. The boxes consist of a shell (galvanized steel) and a heat-insulating layer (GOST 21880-2011).

The class and category of the industrial pipeline are determined in accordance with the requirements of GOST R 55990-2014 and SP 34-116-97.

The oil pipeline "UPN-2-SRP (UPN-ur-5)" refers to the II class (nominal diameter 300 mm) in accordance with GOST R 55990-2014 p. 7.1.3 and SP 34-116-97. Depending on the purpose of the pipeline in accordance with table 3 GOST R 55990-2014 the oil pipeline is classified as M1-"normal" (according to table 7 SP 34-116-97 -III category).

According to table 1 GOST P 55990-2014 the transported product belongs to category 7 (flammable non-toxic product – oil).

The sections of the pipeline depending on their characteristics (conditions of passage of the route) and the category of the transported product according to the requirements of table 4 GOST P 55990-2014 are classified in the following category:

- The passage through the River Yurubchen – the channel part of the rivers, the width of the water mirror in the low flow of 25 m and more, coastal areas with a length of not less than 25 m each (from the Srednemezhennogo horizon of high waters), floodplain on the horizon of high waters 10% of security, and plots of 1000 m from the borders of the HHW 10% of security-category C ("average");
- Intersection with the road, including areas of 25 m on both sides of the sole of the embankment or the excavation of the Earth's cloth-category C ("average");
- Intersections with underground communications within 20 m on both sides of the crossed communication – Category C ("Medium");
- Nodes of start-up and reception of means of clearing and diagnostics (further MCD), knots of linear stop reinforcement, and also adjoining areas in length not less than 250 m in each party from borders of a node-category C ("average");
- Section of the pipeline on the approach to the territory of the UPN within 250 m from the fencing of the site-category C ("average");
- Intersection with the overhead power lines up to 20 **Кв**(киловат), including the areas of length not less than 1000 m in both sides of the intersection with the OPL according to 2.5.290 PUE-7 are assigned to category II, which corresponds to category C ("average") of GOST R 55990-2014, table 4.

According to OPL 51-3/2.38-85, depending on the nature of the transported environment, the oil pipeline group is 1.

In accordance with SP 34-116-97, there is 100% non-destructive inspection of welded compounds by radiography, as well as duplicating control by ultrasonic method of joints of welding of reinforcement, connections of pipelines, overlapping.

According to SP 34-116-97, a periodical cleaning of the inner cavity is necessary to restore the pipeline throughput by removing paraffin, sand, water and gas clusters, as well as various mechanical impurities. To this end, the pipeline "UPN-2-SRP (UPN-ur-5)" provides for the cleaning of the cavity by means of the removal of sewage treatment and diagnostics, for this purpose are provided for the launch/reception of ODS. Cleaning products and oil from the starting and receiving chambers are collected in drainage tanks and then pumped into a tanker. From the tank it is equipped with the pump, the cleaning products are pumped into the tanker and taken out for disposal on the slag-pit of the Yurubeno-Tokhomskoye field.

To assess the effectiveness of anti-corrosion measures and the speed of corrosion processes on the pipeline is a knot of corrosion rate control. The corrosion rate control unit consists of a sample of witnesses installed in the pipeline through a valve with a latch for 12 months. Residual corrosion rate is measured by dipping the witness samples into the inner cavity of the pipeline, and the specimen witness must be made of the same steel grade as the main metal, the pipeline corrosion rate is determined by measure the weight of the specimen, or to change its internal resistance.

Sections of the pipeline at intersections with road roads and underground communications are laid in a protective case of a pipe with a diameter of 720 x10 mm, manufactured according to the Group D GOST 10705-80, with a diameter of not less than 200 mm more in relation to the diameter of the original pipe, according to the requirements of GOST P 55990-2014.

The protective insulation of reinforced type in accordance with the design № 15 according to table 1 GOST P 51164-98:

- Primer "Primer NK-50";
- Polyester Tape "Polylen 40-LI-63" thickness 0.63 mm;
- Wrapping Sticky Polyethylene "Polilen about 40ABOUT-63" thickness of 0.63 mm.

The places of reinforcement placement on the pipeline are defined in accordance with the technical specification for design and requirements of RD 39-132-94, based on the operational necessity and conditions of reducing the harmful impact on the environment in the event of an accident. On the pipeline route "UPN-2-PSP (UPN-ur-5)" There are valves:

- PC 2 + 69,13. ODS launch site with 8.0 m3 drainage underground capacity;
- PC 32 + 34,57 valve Unit № 1 (UZ № 1);
- PC 38 + 60,00 № 2 shut-off valve unit (UZ № 2);
- PC 64 + 22,00 valve Unit № 3 (UZ № 3);
- PC 66 + 79,00 Valve Unit № 4 (UZ № 4);
- PC 135 + 42,00 valve Unit № 5 (UZ № 5);
- PC 146 + 75,00 valve Unit № 6 (UZ № 6)
- PC 160 + 47,14. ODS reception unit with drainage underground capacity of 8.0 m3 and corrosion rate control node.

The reinforcement is selected for the maximum working pressure that can occur in the pumping system. The number and mark of valves applied on pipelines are presented in table 2.2.

Table 2.2

Name	Quantity, PCs.	Weight Unit, KG
Oil pipeline "UPN-2-PSP (UPN-ur-5)"		
Valve steel Wedge DN 300 mm, RN 4.0 MPA with electric drive in explosion-proof performance, flange. Shutter tightness class "A" according to GOST R 54808-2011. Wednesday – Oil and gas mixture,	4	450,0
The crane of a spherical overhead installation under welding DN 300 mm, RN 4.0 MPA, with the electric drive in explosion-proof performance. Shutter tightness class "A" according to GOST R 54808-2011. Wednesday – Oil.	6	820,0
Valve steel Wedge DN 150 mm, RN 4.0 MPA with electric drive in explosion-proof performance, flange. Shutter tightness class "A" according to GOST r 54808-2011. Wednesday – Oil and gas mixture.	2	112,0
The crane of a spherical overhead installation flange DN 100 mm, RN 4.0 MPA, with manual control. Shutter tightness class "A" according to GOST R 54808-2011. Wednesday – Oil.	2	123,0

Name	Quantity, PCs.	Weight Unit, KG
The crane of a spherical overhead installation flange DN 80 mm, RN 4.0 MPA, with manual control. Shutter tightness class "A" according to GOST R 54808-2011. Wednesday – Oil.	6	63,0

2.1 Operational reliability of internal oil pipelines.

The management of operational reliability refers to a set of organized methods of influence, formed on the basis of information about the strength of the internal oil pipeline and aimed at maintaining or increasing its Efficiency and durability. Implementation of this program is the goal of management, the effectiveness of which is determined by the orderly structure of control methods of influence. The complex of these methods and their structural connection is formed on the basis of EnAlifor the reasons of accidental destructions of investigated systems.

An important control factor is the strength resource of the pipeline pipes. This figure depends on metal defects, which can be born both in the process of its production and under the influence of factors of exploitation. These defects include corrosion damage (electrochemical effects of the external environment), violation of the shape of the pipe section (external mechanical impact), non-metallic inclusions (metallurgical defect), internal stratification of the metal (Defect of rolled steel), formation of cracks (repassivium steels or ionic hydrogen expansion at deformation voltage of crystal lattice of metal). At the same time there is a strict normative base of rejection of pipes on the factor of their defect in accordance with the requirements of industrial safety. However, the methods of management of strength factors taking into account actual operating

conditions in order to select priority measures to ensure the technical reliability of the oil transport facility in

Generally remain unexplored to the fullest extent. This aspect of management is treated as an independent task.

Finally, the operating reliability of the intra-field oil pipeline is largely determined by the quality of the corrosion-resistant coatings of the pipeline pipes. As such coatings at the first stage of the construction of oil pipelines were used bitumen compositions, the main drawback of which is the loss of adhesion to the metal under the action of Cathode sown, low mechanical strength of the bitumen shell and Short service life (5... 7 years). In the second stage for external insulation used polymer tapes, produced in the form of coils. High manufacturability of tape winding on pipes in the route and factory conditions has ensured wide use of these materials in practice (about 70% of trunk oil pipelines in diameter 1020... 1420 mm are insulated with polymer ribbons).

However, their service life was also short-lived (12... 15 years), resulting in the need for a significant amount of labour-intensive work on the re-insulation of waste coatings. In these conditions there is a new type of anticorrosion protection, which is a multilayer polymer coating of the pipes of factory manufacture. The advantage of this anticorrosive coating is the industrial method of its application, providing high adhesion strength and the possibility of selection of chemical or composite composition of the polymer shell. The established service life is declared equal to 20... 25 years.

However, due to the novelty of the method and lack of sufficient experience in the use of such coatings, the methods of managing their operational reliability have not been developed.

Thus, the system of management of operational reliability of infield oil pipelines is a complex of methods of regulating estimation, forecast and regulation:

- Processes of electrochemical corrosion of metals;
- Stress-corrosion cracking;
- Strength reliability of welded joints; Residual resource of pipeline pipes;
- Resistance of corrosion-resistant polymer coatings.

Perfection, generalization and adaptation of these methods for formation of the system of management interoperability reliability of infield oil pipelines are the purpose of the present work.

2.2 Operational reliability of welded joints

The operational reliability of the weld joint is considered sufficient, provided that the level of its current strength exceeds the level of the limit state by some multiple normalized value, which is called the normalized coefficient Safety factor. It is clear, therefore, that if the current factor of safety exceeds the value of the normalized factor of safety, then the operational reliability of the weld joint is currently secured. Thus the difference of strength indices corresponding to values of the current and normalized coefficients of safety factor, represents a strength resource.

Until then. As long as the strength resource is not exhausted, the weld state can be characterized as non-hazardous, when this resource is exhausted — as critically unacceptable. It follows that by controlling the level of the strength resource and supporting it, you can control the specified level of operational reliability. This allows to predict the development of the operational situation and

optimize the schedule of repair work on the principle of their system precedence, along with the exception of premature or irrational costs.

2.2.1 Defects of welded joints and their classification

During fusion welding the formation of various defects is determined by the interaction of liquid and solid metals, as well as metals with gases and slag. Heating, melting, evaporation, crystallization and cooling of metal, phase transitions of a substance, interaction of various components – all these and many other processes, characteristic for welding, create conditions for formation of defects in a welded connection.

Classification of defects of welded seams is made on the grounds determined by GOST 30 242-97 "Defects of connections at welding of metals by melting. Classification, designation and definitions ". According to these characteristics, all defects of welds are divided into six groups:

1. Cracks are the discontinuities caused by a local seam rupture that can result from cooling or load action.
2. Pores are free-form cavities formed by gases that are detained in molten metal.
3. Solid inclusions – foreign substances of metallic or non-metallic origin in weld metal
4. Notsplice and Neprovar.
5. Seam violation is the deviation of the shape of the outer weld surfaces or the connection geometry from the established value.
6. Other defects that may not be included in groups 1 to 5.

The main types of defects of welds, which are in the current work.

2.3 The Impact of defects on operational reliability and strength of welded joints.

In any welded construction due to high-temperature heating of metal at welding there are residual stresses. Therefore, the defects in the weld joint and in the weld metal have different effects on its strength resource.

The negative impact of cracks on the working capacity of welded joints is due primarily to the fact that the size of cracks in the operation of the structure gradually increases, especially when exposed to dynamic loads. The mechanism of origin of cracks consists in intergrain sliding of original crystalline defects in the form of clusters of dislocations of dislocation, multiplying under the influence of dynamics of cyclic stresses. Merging these clusters to a certain critical size leads to the formation of a crystalline void, the walls of which lose the crystalline link: there is a germ of microfractures, progressing under the influence of external static and dynamic Loads. This progressive development can cause spontaneous destruction of welded structures. The danger of the existence of cracks in a welded joint is also in the fact that they, being flat type defects, are difficult to detect by known methods of control, which are used in certification of quality of welds.

Thus, the negative impact of cracks on the strength of welded joints is not in doubt.

A slightly different picture is observed when assessing the effects of pores and non-metallic inclusions.

The majority of researchers studying the influence of pores on the strength of welded joints, come to the conclusion that the presence of pores in the weld metal practically does not reduce its static strength to a certain limit. In particular, for the bottom of the carbon steels this limit is about 10% of the cross-sectional area of the seam, for perlite steels-

6... 8%, for aluminum alloys-3.6%.

At the same time, in a real weld joint the coefficient of stress concentration for gas pores increases as the pores approach the weld surface. Increase of stress concentration with decreasing depth of defect occurrence is accompanied by significant decrease of bearing capacity if distance from the pore boundary to the specimen surface is less than 10% of its thickness. At a greater distance, the load-bearing capacity remains constant and depends only on the reduction of the weld section by pores. However, the pore-surface chain can be considered when determining the bearing capacity of the weld joint as a crack. If there is a group porosity (chains, clusters), a more drastic reduction in the bearing capacity of the weld joint occurs if the pore chain is perpendicular to the load action line.

Slag inclusions are volumetric defects without the definite geometrical form, but having sharp branches. In this case the calculation of stress concentration is very difficult, and the impact on strength they occupy an intermediate position between the cracked (non-proar, non-melting) and volumetric rounded porovymi defects.

The coefficient of stress concentration in the presence of slag inclusions in the seams can be $k_t = 2, 5.. 6$. In addition, it is noted that in the presence of non-metallic inclusions with a modulus of elasticity greater than that of steel (such as Nitridy, Alumina, etc.), there is no concentration of stresses in the vicinity of such defects.

At the ratio of modules of elasticity of inclusion and become less than one, the value of stress concentration depends on the size of inclusion and its location in cross section of the seam. At the same time the presence of slag inclusions, occupying up to 10% of the cross-sectional area, the strength of the weld metal is

almost unchanged, and the greatest danger is the group defects located at the surface of the seam, which is typical for the pores.

The effect of non-metallic inclusions on the cyclic strength of welds is manifested in the number of cycles of more than 10^4 . With fewer load cycles, the fatigue resistance of the weld that contains the inclusions is almost indistinguishable from the strength of the base metal.

In addition to the stress concentration, the presence of non-metallic inclusions in the weld metal can contribute to the forming of other defects. For example, sulphide inclusions, which often have a melting point below the metal crystallization temperature, cause the formation of hot cracks; The presence of nitrides in the weld metal increases its propensity to aging.

Non-provars, undercuts and non-melting, being flat defects, create a significant concentration of stresses and significantly reduce both the static and dynamic strength of the weld joint. Such dependence is observed for the most various materials.

Especially noticeable these defects affect the dynamic strength. Even small-size non-provary (10% of section thickness), located at the root of the seam, reduce the resistance of fatigue by two times. This is due to the fact that the root neprovar, as a rule, ends in the weld metal branches that have the appearance of cracks.

In the presence of internal non-provars and nonmelting in welded joints, the bearing capacity decreases less significantly and depends on the ratio of the mechanical properties of the main and deposited metal, the geometric dimensions of the weld bead and the defect, from the place In the pile Connection. In particular, calculations made on analytical dependences have shown that in a soft layer (mechanical characteristics of a welded joint, lower than at the basic

metal) defects, Located in the center of the seam, reduce the bearing capacity more noticeably than the same defects at the fusion boundary. In a rigid layer (mechanical characteristics of a welded connection not lower, than at the basic metal) The arrangement of defects is shown in the opposite way. In the conditions of real geometrical parameters of internal non-provars and non-melting coefficient of concentration is not less than $QC > 6.0$.

The shape and outer dimensions of the weld are affected in no small degree by the weld joint strength. Analysis of analytical solutions [54] shows that the parameter most strongly influencing the stress concentration is the radius of butt fillet of the weld with the main metal. At the same time in welded joints made by hand arc welding without additional specialized measures, the concentration of elastic voltages can reach $KK = 4.0$.

Thus, the considered defects of welds differently affect the strength resource and the operational reliability of welded structures. The most dangerous are cracks and non-melting, the presence of which in the structure of the weld is categorically inadmissible.

The experience of the operational monitoring of annular welded connections of pipelines shows that the rejected welds, as a rule, have not one, but several different defects, not corresponding to the existing norms of the requirements which The quality of their performance.

In this regard, there is a need for the development of calculation criteria that allow to carry out the analytical substantiation of the strength resource of such welds, which in principle characterizes their current degree of danger.

The most accessible method of normalization of defect of weld seams is based on comparison of calculation coefficients of stress concentration, depending on the form of welded with the integration and the revealed defects. Method based on

Position that the destruction of welded compounds arises from the stress concentrators, the concentration coefficient of which in the elastic area is the maximum.

With this approach, all technological defects, as well as the shape of the seam are considered as independent concentrators of stress, and the calculated evaluation of the strength resource of the weld is performed on the defect that creates the highest concentration. For example, if the weld joint has an offset of edges for which the coefficient of concentration $\alpha_1 = 1.8$, and the internal pores with a concentration coefficient of $\alpha_2 = 2.0$, the degree of danger of the weld should be determined by the presence of pores.

If $\alpha_1 > 2.0$, the calculation should take into account the offset of the edges, i.e. in this case, the Brakovka internal defects from strength positions is not appropriate.

Thus, for the calculation of the strength resource or the degree of danger of the weld, it is necessary to: identify defects that exceed the permissible size of the existing normative and technical documents; Calculate the coefficient of stress concentration for the revealed defects; Highlight the most dangerous defect in the magnitude of the stress concentration coefficient; Calculate for the selected defect its permissible size or the value of the stress-strain state and evaluate the strength resource or the degree of danger of defect.

However, for weld bead defects that are characterized by edge offsets, the existing recommendations do not take into account some of the characteristics of forming the weld field.

The edge offset is one of the most common defects in the ring joints of the process and trunk gas pipelines. The appearance of this defect is due to the

difference in diameters of the connected pipes, their oval and assembly errors. It is almost impossible to avoid such defects.

The stress-strain state in the area of weld joint with the mixing of edges has been widely researched both experimentally and analytically.

As for the mixing of edges in the annular joints of pipelines, it is established that it leads to the appearance of additional stresses of the edge effect.

At the same time, the maximum additional stresses operate perpendicular to the section plane passing through the weld seam, and quickly fade away from its axis. This does not take into account the multithickness of welded joints. Meanwhile, in Systems of VNU and TETRIVNO and technological pipelines this type of defects has the predominant value.

Thus, improvement of the method of forecasting the strength resource of welded joints of the pipeline pipes with the mixing of edges and taking into account the heterogeneity of welded elements is one of the main tasks of this work, allowing Ensure the completeness of the system of management of the operational reliability of infield netfeducts.

2.4. Edge offset forms and reliability condition.

One of the most common and easily detectable defects of the annular joints of pipelines is the displacement of the edges of their ends relative to each other in a transverse direction with the appearance of the pipe eccentricity.

The experience of inspection of weld joints with edge offsets shows that the main reason for their occurrence is a noticeable difference in the size of the outer diameter and the wall thickness of welded elements, which indicates insufficient control at the stage of pipe sorting When preparing them for installation.

However, in some cases, the offset of the edges is the result of insufficient alignment of the weld bead elements.

In-line pipelines are characterized by welded joints of two types:

With the same wall thickness (the wall thickness of welded elements differs by no more than 5%);

With different wall thicknesses (the wall thickness of welded elements differs by more than 5%).

The possible form of offset of the edges of the ring weld of equal-thickness pipes is presented in Fig. 5.1

At welding of elements with different thickness of a wall (as a rule it is welded connections "pipe-elbow") due to non-sonality of joined elements and deviation of their external diameter from nominal size, different positions of butt ends of welded elements are possible Pipe. The forms of these shifts are presented in Fig. 5.2

As you can see from the figure, with the ideal alignment of the two joints, the outer surfaces of their edges completely coincide, and the internal-form a ledge (Fig. 5.2, a), which in itself represents a concentrator of stresses and essentially is Undesirable mounting element.

At infringement of a coosnosti of welded joints arises (fig. 5.2, B... E) Polyvariance of possible offsets of the edges, the size and shape of which have a determining value on the stress-strain state of the weld in the current operating loads and impacts.

The allowable level of the stress-strain state of the weld is set inaccordance withtherequirements for pipelines in their design.

The allowable mixing of weld edges is determined based on the level of the stress-strain state of the weld bead caused by the current loads and impacts.

Then the condition of the weld joint with the mixing of edges will be defined in the form of inequality:

$$\Delta\phi_{\max} < [\Delta], \quad (5.1)$$

where $\Delta f_{\max}$ -the maximum actually measured offset of the edge of the weld joint;

Δ - allowable offset of edges for the weld in question, calculated based on actual equivalent stresses .

Fig. 5.2. scheme of possible position of different elements in welding

and -position of welded elements without edge displacement; B-D-position of welded elements with edge offsets; 1-outer surface of weld elements 2nd-inner surface of weld elements; Δ_{about} -thickness of the wall of the elbow; ΔT -pipe wall thickness; $\Delta I, \Delta I'$ -Outer and inner blending of weld edges, respectively

When calculating the allowable offset of the edges, the actual data on the dimensions of the connected elements (outer diameter and wall thickness), the size of the edge displacement, the mechanical properties of the material specified in the technical Conditions or certification documents for the supply of pipes and fittings, or obtained experimentally non-destructive methods of control.

The calculation of allowable blending of edges is based on the condition of the defect-free weld condition.

2.5 Recommendations on replacement of overlapping joints on linear.

Consider the section of the route of the pipeline "UPN-2-PSP" from PK27 + 00 to PK28 + 00

During the welding of this area 13 joints were produced, 2 of which are overlapping, the rest are linear. At welding of the overlapping dust joints the following measures on VN 009-89 are carried out:

- The works were carried out in summer during the day;
- The installation of the overlap was carried out in the presence of the foreman with the subsequent compilation of the Act (VN 012-88);
- As the pipeline was in a trench, in a place of connection of pipes it is necessary to prepare priyjok which sizes should freely provide work on welding, control and subsequent isolation of a joint.
- In Hode work was made 2 cuts, after which it was necessary to remove insulation at a distance of not less than 150 mm from the place of welding;
- One of the ends of the pipeline prepare in advance for welding and stack on supports in height 50-60 cm on the axis of the pipeline;
- The scourge, which forms the other end of the pipeline, is hung next to the first and makes the marking of the place of cut. The cut line marking should be performed only with the help of a template to avoid formation of a joint;
- The docking of pipes with the use of external centrator carry out by lifting of the trimmed braided line by pipe-stackers on height not more than 1.5 m at a distance of 60-80 m from the end of a pipe; At the expense of elastic deformations the trimmed end sag, that allows to combine one end with another;
- It is not allowed to build a pipe for lifting at the location of welded ring seams;

- Adjustment of the gap in the joint is carried out by changing the height of the wire pipe stacker.
- To ensure the required clearance or co-axial of the pipes, it is forbidden to pull the pipes, bend them with force mechanisms or to heat them outside the weld zone, and it is strictly forbidden to boil any additives.
- Assembling of various thick pipes is not allowed during the installation of the overlap.
- The welded joints of the overlap are not allowed to leave unfinished.
- Preparation of a place of a overlap with cleaning and preparation of edges on a technological map is carried out;
- Perform a duplicate non-destructive ultrasonic method with the subsequent compilation of the Act.

At welding of overlapping joints often there is a defect of edge bias that leads to deterioration of operational reliability of welded joints.

In comparison with the sweeping joints, linear does not require additional equipment, and the following actions will be excluded:

- Works are performed at any time of the day;
- Joint welding is performed on the trench seam;
- Ability to exclude pipe cuts;
- The insulation is carried out on the trench;
- No pits and supports are required in the trench;

- Pipe docking can be performed by a pipe stacker at a distance of up to 6m;
- It is impossible to build in places of welded joints;
- Welded joints are allowed to be left unfinished only for one day after the end of the working day or when the work is stopped, if the number of completed seam layers corresponds to 2. If the number of layers does not match 2, the seam must be cut and welded again.
- Simple stripping of the factory edges is enough;
- There is no need to duplicate the control of the Ultra sound.

In conclusion of comparison of linear and overlapping joints it is possible to tell, that linear joints less labour-intensive, it is required less units of technics, it is not required duplicating non-destructive control. As for the economic point of view, welding of a linear joint on the average is 20% cheaper and except for the actions which are necessary at welding of overlapping joints-the linear joint comes out in the end at times cheaper. At welding of linear joints the defect of edge offset is reduced to a minimum, provided that the ends of pipes are not deformed, therefore operational reliability increases in comparison with welding of overlapping joints.