

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

Институт Природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 130501.65 «Эксплуатация и обслуживание объекта транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ современных методов выявления микротрещин в трубопроводе

УДК 621 644.620.191.33-022.53

Студентка

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-Б21	Абукаров А.Ю..		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антропова Н.А.	к.геол.-мин.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преп.	Глызина Т.С.			

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	к.т.н., профессор		

**ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА
21.03.01 Нефтегазовое дело**

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24,

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

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 130501.65 «Эксплуатация и обслуживание объекта транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Кафедра Транспорта и хранение нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

_____ Бурков П.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

дипломного проекта

Студенту:

Группа	ФИО
з-2Б21	Абукаров А.Ю.

Тема работы:

Анализ современных методов выявления микротрещин трубопровода

От 20.04.2017. №2843/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

15.06.2017г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

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

Нефтепровод Усть-Балык – Курган – Уфа – Альметьевск. Диаметр труб 820мм, изготовлены из стали марки 17Г1С, 17Г2СФ. Пропускная способность 35 млн. тонн нефти в год.

<p>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></p>	<p>Выбор оптимального метода обнаружения трещин трубопроводов с целью повышения надежности и ее безопасной эксплуатации Диагностирование трубопроводов Методы диагностирования Факторы влияющие на надежность нефтепровода</p>
--	---

<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
--	--

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ</p>	<p>Консультант Глызина Т.С., ст преп.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Гуляев М. В., доцент</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>01.03.2016г.</p>
--	---------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Антропова Н.А.	к.геол.-мин.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б21	Абукаров А.Ю.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 105 страниц, 7 рисунков, 20 таблиц, 32 литературных источников.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, диагностика магистральных нефтепроводов, капитальный ремонт, врезка катушки, расчет отказа трубопровода.

В работе исследованы основные этапы проведения диагностики и ремонта магистрального нефтепровода и необходимого для этого оборудования.

Рассмотрены и приведены меры и мероприятия для безопасного ведения технологического процесса и предотвращения влияния вредных и токсичных веществ на эксплуатационный персонал и окружающую среду в целом. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности строительства и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Выполнены экономические расчеты экономической эффективности при проведении диагностики.

Результаты данной работы могут быть использованы при проведении диагностики нефтепровода

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ.

(НД) Нормативные документы

(ДПР) Дефекты, подлежащие ремонту

(ПОР) Дефекты первоочередного ремонта

(ДДК) Дополнительный дефектоскопический контроль

(МН) Магистральный нефтепровод

(СИЗ) Средства индивидуальной защиты

(ПДВК) Предельно–допустимая взрывобезопасная концентрация

(НПБ) Нормы пожарной безопасности

Оглавление

Введение.....	9
1. Характеристика трубопровода	11
2. Классификация дефектов на линейной части	17
3. Диагностика нефтепровода.....	21
3.1. Методы диагностирования	21
3.2. Технические средства диагностики	26
3.3. Работы перед диагностикой трубопровода.....	33
3.4. Процесс диагностики.....	36
3.6 Методы и порядок проведения ремонта дефектов	51
4. Расчетная часть	60
4.1. Расчет прочности КПП СОД	60
4.2. Расчет прочности трубопровода	63
4.3. Расчет вероятности отказа стенки трубы	66
4.8 Определение остаточного ресурса нефтепроводов по характеристикам трещиностойкости стали.	70
5. Финансовый менеджмент	77
6. Социальная ответственность	83
6.1. Производственная безопасность	83
6.2. Экологическая безопасность	93
6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	93
6.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	96
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	101
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	102

Введение

Как правило, большинство дефектов на трубопроводах появляются в результате коррозионных и механических повреждений, определение места и характера которых связаны с рядом трудностей и большими материальными затратами.

Амортизационный срок истек у порядка 20 % нефтепроводов. Больше половины (64 %) эксплуатируются в течении 10-32 лет.

Средний возраст трубопроводов – 23 года, среднее число отказов – 0,815 на 1000 километров.

Чтобы обеспечить безопасность и надежность трубопроводных систем присутствует необходимость проведения специальных технических программ по диагностике, ремонтным работам и реконструкции объектов для транспорта нефти.

Для восстановления технико-экономических характеристик, увеличения надежности и безотказности работы магистральных нефтепроводов проводятся комплексы мероприятий по ремонту и модернизации составляющих элементов магистральных трубопроводов.

Именно из этого следует **актуальность** данной работы: исключение возникновения аварийных ситуаций на магистральном трубопроводе для обеспечения нормального и бесперебойного функционирования объектов трубопроводного транспорта.

Цель работы: выбор оптимального метода обнаружения трещин магистрального нефтепровода с целью повышения его надежности и безопасной работы оборудования.

Исходя из поставленной цели, необходимо выполнить следующие **задачи:**

1. Провести обзор современной литературы по указанной тематике.

2. Рассмотреть методы и порядок определения дефектов на магистральном трубопроводе.

3. Провести технологические расчеты определения дефектов.

4. Выявление мероприятий по охране труда и защите окружающей среды.

Объект исследования: участок магистрального нефтепровода.

Предмет исследования: диагностика магистрального нефтепровода.

Практическая значимость: результаты данной работы могут быть использованы для оценки состояние магистрального трубопровода, а также выбора метода его ремонта и требуемого для этого оборудования.

1. Характеристика трубопровода

Нефтепровод Усть-Балык—Курган—Уфа—Альметьевск диаметром 820мм введен в эксплуатацию в июне 1973 года. Это один из первых в Сибири магистральных нефтепроводов большого диаметра. Он предназначен для транспортирования нефтей Самотлорского, Усть-Балыкского, Западно-Сургутского, Южно-Балыкского, Мамонтовского месторождений и нефтей Шаимской группы в европейскую часть России.



Рисунок 1.1 Карта-схема участка трубопровода

На каждой НПС на камере скребка имеются перемычки диаметром 820мм с нефтепроводом Нижневартовск—Курган—Куйбышев. А на НПС Каркатеевы, Южный Балык, Салым, Муген, Уват, Аремзяны имеются перемычки диаметром 820мм с нефтепроводом Усть-Балык—Омск. Перемычки позволяют изменять потоки нефти в аварийных ситуациях и при планово-восстановительных

работах. Нефтеперекачивающие станции Каркатеевы, Южный Балык и Торгили имеют резервуарные парки, которые используются как буферные ёмкости магистрального нефтепровода.

Таблица 1.1 - Характеристика перекачиваемых товарных нефтей

Наименование параметров качества	Наименование МН		
	МН «Калтасы-Уфа-II», уч. «Калтасы-Чекмагуш»	МН «Калтасы-Языково-Салават», уч. «Калтасы-Языково»	МН «Чернушка-Калтасы»
Температура нефти при условиях откачки, °С	6-30	6-30	4-22
Плотность нефти при условиях откачки, кг/м ³	876-895	878-895	878-895
Плотность нефти при 20 °С, кг/м ³	880-890	880-890	882-890
Массовая доля воды, %	0,03-0,5	0,03-0,5	0,03-0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ (%)	40-100 (0,0046-0,0112)	40-100 (0,0046-0,0112)	50-200 (0,0057-0,0223)
Массовая доля механических примесей, %	0,005-0,05	0,005-0,05	0,005-0,05
Массовая доля серы, %	2,7-3,0	2,7-3,0	2,0-2,8
Давление насыщенных паров, мм рт. ст.	330-460	400-470	330-460
Массовая доля парафина, %	2,8-6,0	2,8-6,0	3,0-6,0
Кинематическая вязкость, сСт	17-50	19-50	21-55

Средняя пропускная способность магистрального нефтепровода на участке

35 миллионов тонн нефти в год, при этом максимальная пропускная способность - 53 миллиона тонн нефти в год. Основная нитка магистрального нефтепровода сооружена из труб диаметром 820мм с толщиной стенки от 11 до 16 мм. Трубы, в основном, изготовлены Челябинским трубопрокатным заводом

по ЧМТУ 14-3-225-69 из стали марки 17Г1С, 17Г2СФ.

В административном отношении реконструируемый объект расположен в пос. Еткуль на территории нефтеперекачивающей станции (далее НПС).

Климат района резко-континентальный с суровой и продолжительной зимой, жарким летом.

Средняя месячная температура воздуха наиболее теплого месяца июля - плюс 18,7°С.

Средняя месячная температура воздуха наиболее холодного месяца января - минус 16,4°С.

Расчетное значение веса снегового покрова (IV район) - 240/168 кг/м².

Нормативное значение ветрового давления (II район) - 30 кгс/м².

Грунт основания - суглинок легкий песчанистый с прослоями супеси.

Грунтовые воды вскрыты на глубине 1,5 м.

Грунты в зоне промерзания сильно пучинистые и чрезмерно пучинистые.

Глубина промерзания - 1,1 м.

Диагностика проводится на существующем магистральном нефтепроводе (далее МН) на площадке расположения существующих камер приема и запуска СОД.

Изменение местоположения магистрального нефтепровода не предполагается.

Ближайший населенный пункты:

- с. Еткуль, в 2,3 км на юго-восток (жилая застройка), население около 6760 чел.;
- г. Коркино, в 8,8 км на северо-запад, население около 38597 чел.;
- с. Шибоево, в 7,9 км на северо-восток, население около 461 чел.;
- п. Бектыш, в 6,4 км на северо-запад, население около 865 чел.;
- с. Александрова, в 8,6 км на юго-запад, население 519 чел.

Проезд к участку работ осуществляется по автомобильной дороге М-51, до поворота на г. Коркино, далее до п. Еманжелинка, затем на восток до п. Еткуль, далее 3,2 км на север до НПС «Еткуль».

Железнодорожная станция приема грузов Новосинеглазово - расположена на расстоянии 40-50 км до места производства работ.

Согласно физико-географического районирования объект выполнения работ расположен в лесостепной зоне западносибирской низменной страны в провинции первично-аккумулятивной озерно-морской равнины.

По геоморфологическому районированию участок работ расположен на структурно-денудационной равнине с плоской и слабоволнистой морфоскульптурой, осложненной многочисленными впадинами, занятыми бессточными озерами и заболоченными пространствами.

В гидрологическом отношении наиболее крупным водным объектом к участку изысканий является - оз.Еткуль. Участок изысканий расположен в 3 км северо- западнее от озера Еткуль. По происхождению озера Зауральской равнины относится к эрозионно-тектоническому типу. Тектонически обусловленные впадины были видоизменены в результате воздействий эрозионных процессов. Оз. Еткуль происхождения относится к древним ложбинам стока. Ширина водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы составляет 50 метров.

Нефть, транспортируемая по магистральному нефтепроводу УБКУА, проходит узел очистных устройств (очищается от грязи в фильтрах) и поступает в вертикальные наземные резервуары РВС-20000 №1, №3, №4 и РВСП-20000 №6, а также в приемную линию подпорных насосов. Из подпорной насосной нефть через систему измерения количества и показателей качества нефти (СИКН №17) поступает в приемную линию магистральных насосов. Магистральные насосы повышают давление в зависимости от режима работы, и нефть через блок регулирующих заслонок транспортируется по магистральному нефтепроводу до следующей насосной станции

Нефть, транспортируемая по магистральному нефтепроводу НКК, проходит узел очистных устройств (очищается от грязи в фильтрах) и систему измерения количества и показателей качества нефти (СИКН №18а) и

поступает в вертикальные наземные резервуары РВСП-20000 №7-12, а также в приемную линию подпорных насосов. Из подпорной насосной нефть через систему измерения количества и показателей качества нефти (СИКН №18) поступает в приемную линию магистральных насосов. Магистральные насосы повышают давление в зависимости от режима работы, и нефть через блок регулирующих заслонок транспортируется по магистральному нефтепроводу до следующей насосной станции.

На ЛПДС «Юргамыш» с использованием СИКН №115 ведется коммерческий учет нефти, откачиваемой по МН ТОН-2 в направлении Юргамыш-Омск, по СИКН №114 ведется учет нефти, принимаемой по МН ТОН-2 в направлении Омск-Москаленки-Юргамыш, кроме того имеются СИКН №17, 18 для оперативного учета нефти, откачиваемой по МН УБКУА, НКК в направлении Юргамыш-Ленинск. СИКН №18А является основной схемой учета нефти, принимаемой по МН УБКУА, НКК на участке Торчили-Юргамыш

Магистральный нефтепровод УБКУА почти на всем протяжении проходит в одном техническом коридоре с магистральным нефтепроводом «Нижневартовск-Курган-Куйбышев», на участках значительной протяженности в одном техническом коридоре или в сближении с магистральными нефтепроводами ТОН-II, ТОН-I, поэтому во многих местах они имеют общие защитные сооружения для уменьшения ущерба в случае утечки нефти или нефтепродуктов, ЛЭП, средства электрохимической защиты трубопроводов от коррозии, вдоль трассовые проезды и т.д.

Транспортировка нефти по магистральному нефтепроводу «Усть-Балык-Курган-Уфа-Альметьевск» на участке, обслуживаемым Курганским НУ, осуществляется производственными площадками трех нефтеперекачивающих станций, подключенных к нефтепроводу:

- ЛПДС «Юргамыш» на 900 км;
- НПС «Мишкино» на 946,7 км;
- ЛПДС «Медведское» на 998,9 км;

Магистральный нефтепровод «Усть-Балык-Курган-Уфа-Альметьевск» предназначен для транспортировки западносибирской товарной нефти в западные районы страны, с частичным сбросом на Уфимские НПЗ.

Технологический процесс транспортировки нефти по участку, обслуживаемому Курганским НУ осуществляется аналогично технологическому процессу транспортировки нефти по МН «Нижневартовск-Курган-Куйбышев», в следующей последовательности по схеме:

- на производственную площадку ЛПДС «Юргамыш» товарная нефть поступает по магистральному нефтепроводу «Усть-Балык-Курган-Уфа-Альметьевск» от ОАО «Сибнефтепровод»;

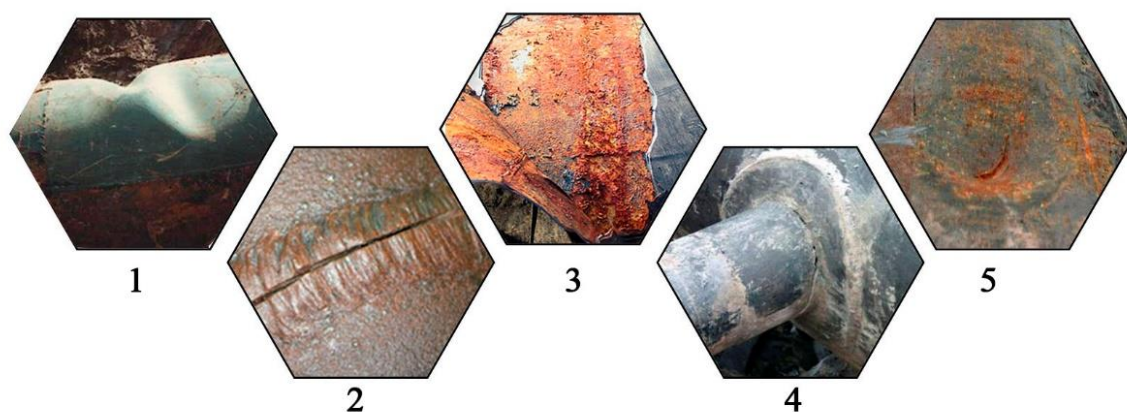
- на производственной площадке ЛПДС «Юргамыш», работающей по схеме технологического процесса перекачки «с подключенными резервуарами», нефть в нефтепровод подается подпорной и перекачивающей (основной) насосной данного магистрального нефтепровода;

- при транспортировке нефти в проектом объеме в работу включаются все НПС, ЛПДС магистрального нефтепровода;

- прием нефти от ОАО «Сибнефтепровод» осуществляется по узлам учета количества и определения качества нефти, на производственной площадке ЛПДС «Торчили».

2. Классификация дефектов на линейной части

Дефект магистрального и технологического нефтепровода – это отклонение геометрического параметра стенки трубы, сварного шва, показателя качества материала трубы, не соответствующее требованиям действующих нормативных документов и возникающее при изготовлении трубы, строительстве или эксплуатации нефтепровода, а также недопустимые конструктивные элементы и соединительные детали, установленные на магистральные и технологические нефтепроводы и обнаруживаемые внутритрубной диагностикой, визуальным или приборным контролем или по результатам анализа исполнительной документации объекта. [1]



1 – гофр, 2 – трещина в сварном шве, 3 – коррозия стенки трубы, 4 – недопустимые конструктивные элементы, 5 – вмятина с трещиной

Рисунок 2.1 Дефекты трубопроводов

1) Дефекты геометрии трубы - это дефекты, связанные с изменением ее формы. К ним относятся:

- "Вмятина"
- "Гофр"
- "Овальность"

2) Дефекты стенки трубы. К ним относятся:

- "Потеря металла"
- "Риска" (*царапина, задир*)
- "Расслоение"
- "Расслоение с выходом на поверхность" (закат, плена прокатная)
- "Расслоение в околошовной зоне"
- "Трещина – дефект в виде узкого разрыва металла стенки трубы.

3) Дефекты сварного шва.

- К дефектам сварного шва относятся:
- Трещина, непровар, несплавление
- Поры, шлаковые включения, наружные дефекты (утяжина, подрез, превышение проплава)

Смещение кромок

4) Комбинированными дефекты. К таким дефектам относятся:

- дефект геометрии в сочетании с риской, потерей металла, расслоением или трещиной;
- дефект геометрии, примыкающий или находящийся на сварном шве;
- аномалии сварных швов в сочетании со смещениями;
- расслоение, примыкающее к дефектному сварному шву.

5) К дефектам нефтепровода относятся недопустимые конструктивные элементы, соединительные детали, не соответствующие требованиям СП 36.13330.2012

- тройники;
- плоские и другие заглушки и днища;
- сварные секторные отводы;
- переходники;
- патрубки с арматурой, не соответствующие действующим нормам и правилам;
- заплаты вварные и накладные всех видов и размеров;

- накладные элементы из труб («корыта»), приваренные на трубы и другие конструктивные элементы, не регламентированные РД 153-39-030-98 или другими нормативными документами.

Самые распространенные и опасные в трубах нефтепроводов являются трещиноподобные дефекты (трещины, царапины, задиры, непровары и подрезы швов и др.). При гидравлических испытаниях в зоне трещинообразных дефектов происходят существенные изменения их геометрии, свойств и напряженного состояния металла. Эти изменения в основном связаны с возникновением в зоне концентраторов локальных пластических деформаций и должны соответствующим образом влиять на характеристики работоспособности и безопасности эксплуатации нефтепроводов. [2]

Трещины - узкий разрыв металла, направленный к поверхности стенки трубы под углом, близким к 90° . Могут быть сквозными и несквозными (рисунок 2.2, 2.3).



Рисунок 2.2 - Трещина

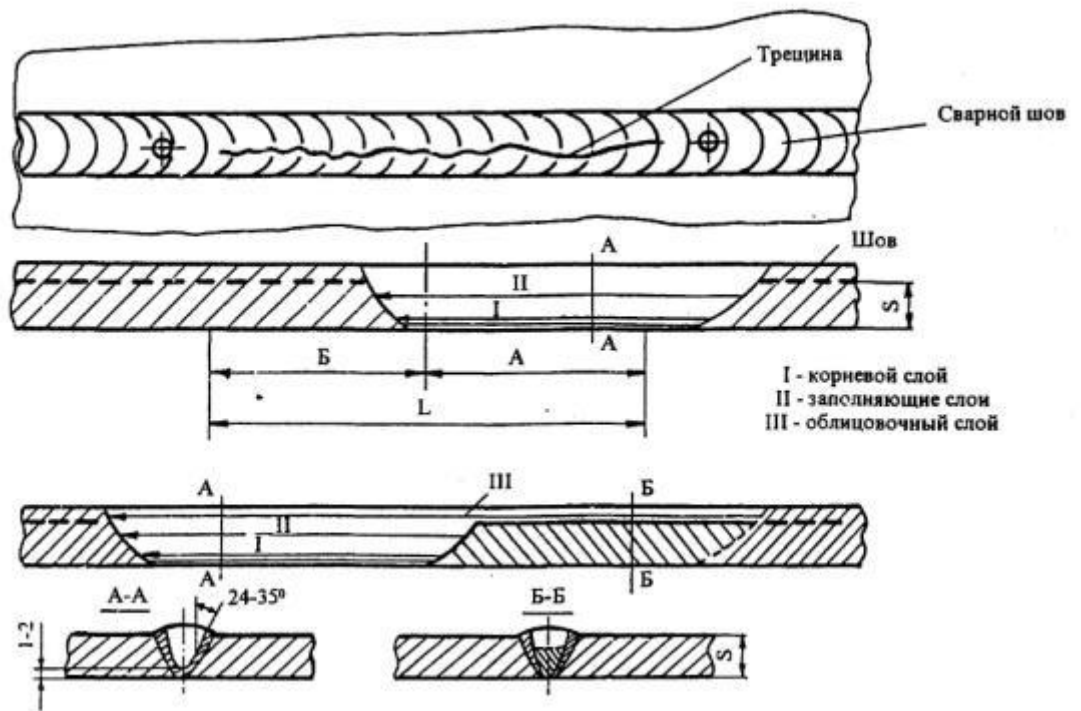


Рисунок 2.3 Трещины сварного шва

При прокате листов, изготовлении труб и их транспортировке так же возможно появление трещин, как при строительстве и эксплуатации трубопроводов.

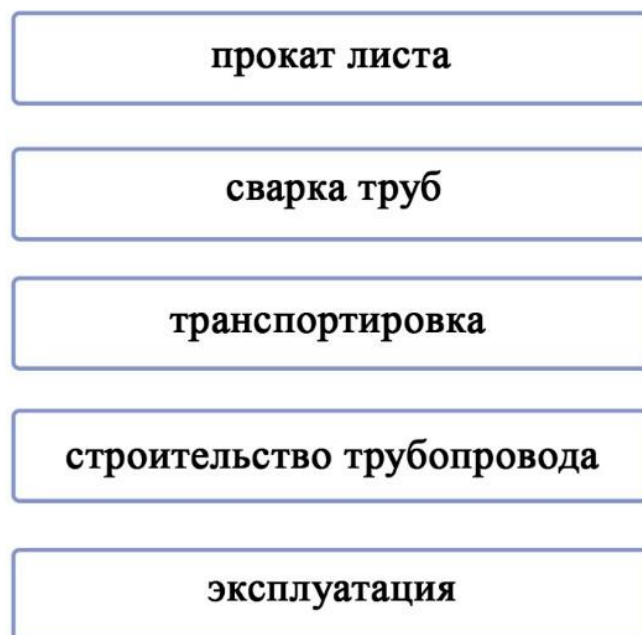


Рисунок 2.4 Причины возникновения трещин

3. Диагностика нефтепровода

3.1. Методы диагностирования

Необходимая полнота контроля участка магистрального нефтепровода достигается на основе реализации 4-х уровневой интегрированной системы диагностирования:

- дефектов геометрии и особенностей трубопровода;
- дефектов типа потери металла;
- поперечных трещин и трещиноподобных дефектов в кольцевых сварных швах;
- продольных трещин в теле трубы, продольных трещин и трещиноподобных дефектов в продольных сварных швах.

Проведение работ по внутритрубной инспекции производится с применением комплексов технических средств, соответствующих типам определяемых дефектов.

Оптический метод основан на взаимодействии электромагнитного излучения с контролируемым объектом и регистрации результатов этого взаимодействия.

Акустический метод основан на индикации акустических колебаний, возбуждаемых в контролируемом объекте, грунте или окружающей газовой среде (воздухе) при вытекании пробного газа или жидкости через сквозные дефекты.

Магнитный метод заключается в измерении потоков рассеяния дефектов контролируемого участка трубопровода, намагниченного постоянным магнитным полем.

Вихретоковый метод контроля заключается в следующем: контролируемая труба помещается в магнитное поле катушки, питаемой от генератора переменного тока

Для радиоволнового метода контроля используются упругие колебания высокой частоты в диапазоне 1 25 МГц. Однако отдельные установки работают на низких (25 кГц) и на весьма высоких (200 МГц) частотах.

Из всех дефектов, обнаруженных на магистральном нефтепроводе, для обеспечения надежной работы нефтепровода выделяются дефекты, подлежащие ремонту (ДПР), из которых по степени опасности выделяются дефекты первоочередного ремонта (ПОР).

1) Дефектами, подлежащими ремонту являются дефекты труб, конструктивные элементы, соединительные детали, установленные на магистральных и технологических нефтепроводах, параметры которых не соответствуют требованиям СП 86.13330.2014. Они подлежат ремонту или замене.

2) Дефектами первоочередного ремонта являются дефекты, представляющие повышенную опасность для целостности нефтепровода при его эксплуатации и подлежащие ремонту в первую очередь для восстановления несущей способности трубы.

Дефекты, параметры которых не могут быть определены только по данным ВИП или могут содержать дополнительные дефекты, с целью более точного определения степени опасности дефекта и очередности ремонта подлежат дополнительному дефектоскопическому контролю (ДДК) или дополнительному пропуску ВИП, технические возможности которого позволяют обнаруживать комбинированные дефекты.

При проведении ДДК должны использоваться следующие методы неразрушающего контроля:

- визуально-измерительный;
- ультразвуковой;
- радиографический;
- магнитный (магнитографический и др.).

Возможно применение (при необходимости) других методов контроля, обеспечивающих выявление дефектов и определение их параметров (капиллярный, вихретоковый и др).

Внутритрубные инспекционные снаряды должны удовлетворять следующим требованиям:

- для обследования отечественных трубопроводов необходимы снаряды, адаптированные к их конструктивным особенностям;
- внутритрубные снаряды-дефектоскопы должны иметь высокую разрешающую способность

Наиболее эффективным средством внутритрубной инспекции явился бы универсальный снаряд-дефектоскоп, способный выявлять дефекты всех типов и производить измерения с точностью, позволяющей классифицировать дефекты по степени опасности. Для решения вышеуказанных задач по диагностике трубопроводов и анализа полученных сведений о состоянии магистральных трубопроводов в системе АК «Транснефть» в 1991 г. был создан Центр технической диагностики (ОАО ЦТД «Диаскан») как информационное звено системы обеспечения надежности нефтепроводов. Он анализирует:

- проходного сечения трубопровода (сужений, вызванных дефектами типа вмятин, гофр, овальности поперечного сечения);
- дефектов потери металла, уменьшающих толщину стенки трубопровода (коррозионных язв, царапин, вырывов металла и т.п.), а также расслоений, включений, определение положения вмятин, гофр, расслоений, включений относительно сварных швов;
- поперечных трещин в теле трубы, поперечных трещин и трещиноподобных дефектов в кольцевых сварных швах;
- продольных трещин в теле трубы, продольных трещин и трещиноподобных дефектов в продольных швах.

При строительстве новых и ремонте действующих трубопроводов особое внимание следует обращать на качество монтажа, сварки и изоляции труб. Для

повышения качества сварных соединений очень важно, чтобы проверка стыков осуществлялась на трассе сразу же после окончания процесса сварки.

При строительстве, реконструкции, ремонте газопроводов применяют следующие методы неразрушающего контроля качества сварных соединений:

визуальный и измерительный;

радиационный (радиографический);

ультразвуковой;

магнитопорошковый;

капиллярный.

Сварные соединения газопроводов, выполненные при строительстве, реконструкции и ремонте газопроводов, подлежат визуальному и измерительному контролю в объеме 100 %.

Проверка трубопроводов ведется согласно СТО Газпром 2-2.4-083-2006

Сварные соединения газопроводов, признанные годными по результатам визуального и измерительного контроля, подлежат неразрушающему контролю физическими методами.

Основным физическим методом контроля качества сварных соединений является радиографический контроль.

В качестве дополнительного или дублирующего контроля качества сварных соединений применяют ультразвуковой контроль.

При механизированной и автоматической сварке трубопроводов по согласованию с эксплуатирующей организацией допускается применять в качестве основного физического метода ультразвуковой контроль при условии, что применяемое оборудование ультразвукового контроля имеет техническую возможность идентификации выявленных дефектов, регистрации результатов контроля на электронных и/или бумажных носителях, и согласованную в установленном порядке методику проведения ультразвукового контроля.

Для выявления возможных расслоений поверхности разделок кромок, уточнения границ дефектных участков кольцевых или продольных сварных

швов, наружных и внутренних дефектов труб и сварных швов применяют другие физические методы неразрушающего контроля (магнитопорошковый и капиллярный).

Радиографическому контролю в соответствии с требованиями раздела 6 подвергают сварные соединения газопроводов, выполненные всеми видами автоматической, полуавтоматической и ручной электродуговой сваркой плавлением.

Радиографический контроль проводят в соответствии с технологической картой контроля, утвержденной руководством организации. Величина оптической плотности рентгеновского снимка согласно ГОСТ 7512 в зонесварного соединения (на сварном шве) должна быть не менее 1,5 единиц оптической плотности (далее - е.о.п.). Верхний предел е.о.п. при использовании технических рентгенопленок может превышать 4 е.о.п. и ограничен лишь устройствами для просмотра снимков.

Требования к средствам радиографического контроля.

При радиографическом контроле следует использовать источники ионизирующих излучений, предусмотренные ГОСТ 20426. Энергия источников гамма-излучения, анодное напряжение на рентгеновской трубке выбирают в зависимости от толщины металла просвечиваемых изделий и типа применяемой рентгенопленки таким образом, чтобы была обеспечена требуемая чувствительность контроля, производительность работ и радиационная безопасность всего обслуживающего персонала. Требования к рентгенопленкам и усиливающим экранам.

Общие требования к пленкам при радиографическом контроле установлены ГОСТ 7512. Во всех случаях предпочтение следует отдавать рентгенопленкам в светозащитной упаковке в комбинации с усиливающими металлическими экранами. Коэффициент усиления металлических усиливающих экранов при их оптимальной толщине примерно равен 2,0 при просвечивании изотопами и равен 2,7 при использовании рентгеновского излучения.

При использовании металлических усиливающих экранов необходим хороший контакт между пленкой и экранами. Это может быть достигнуто применением рентгеновской пленки в вакуумной упаковке или посредством хорошего прижима в рулоне или в отдельной упаковке. Для определения чувствительности радиографического контроля следует использовать проволочные, канавочные или пластинчатые эталоны чувствительности по ГОСТ 7512.

В соответствии с требованиями ПТД или ПКД на конкретный объект чувствительность радиографического контроля определяют в миллиметрах или процентах. Чувствительность радиографического контроля K , мм - это минимальный диаметр проволочки d_{min} проволочного эталона, или минимальная глубина канавки h_{min} канавочного эталона, видимые на рентгенографическом снимке изображений эталонов чувствительности соответственно проволочного или канавочного эталонов, или толщина пластинчатого эталона h_{min} , когда на снимке выявляется отверстие диаметром, равном удвоенной толщине этого эталона.

3.2. Технические средства диагностики

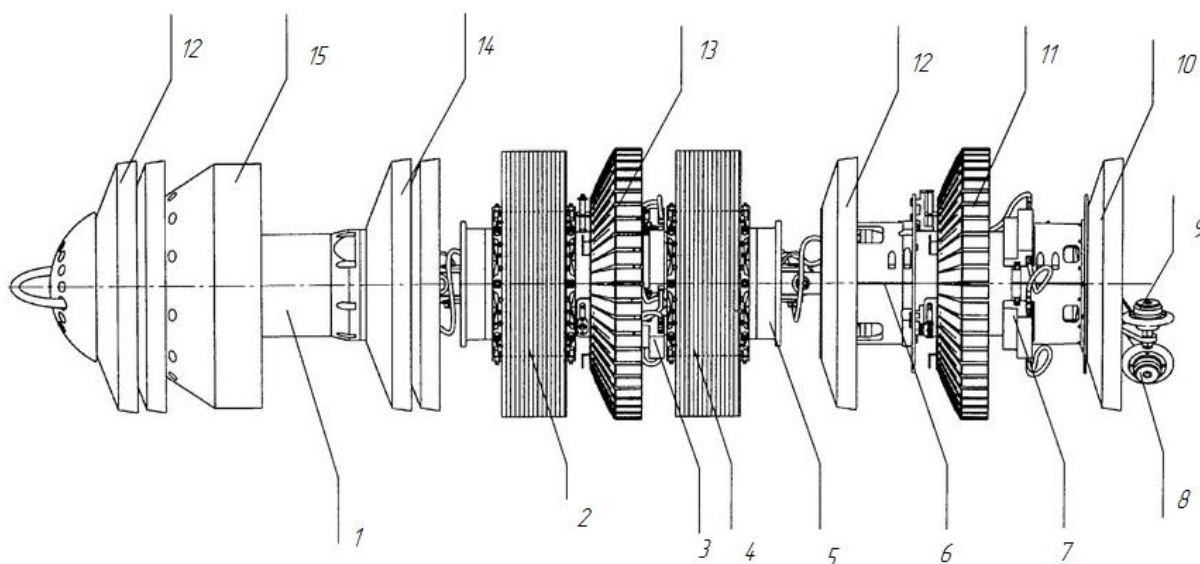
Для получения достоверных данных при пропуске дефектоскопа качественная очистка является необходимым условием.

Очистной скребок предназначен для очистки внутренней полости трубопровода от парафиносмолистых отложений, глиняных тампонов и грязи, а также удаления посторонних предметов. Корпус скребка представляет собой стальную полую конструкцию. Рабочая среда для скребков – нефть, нефтепродукты, вода.

К 2016 г. в результате широкомасштабных диагностических работ доля отказов и аварий по причине дефектов, выявляемых на I и II уровнях диагностики, существенно снизилась, и на первый план по аварийности вышли

дефекты кольцевых сварных швов – 56% от общего числа аварий. В связи с этим возникла необходимость во внутритрубных дефектоскопах III уровня диагностики, предназначенных для определения поперечных трещин в теле трубы, трещин и трещиноподобных дефектов в поперечных сварных швах (непровары, шлаковые включения, поры и т.д.). В результате экспериментов в ОАО ЦТД «Диаскан», анализа различных вариантов, обобщения опыта диагностических работ было решено применить созданные в последнее время магнитные снаряды типа «Магнескан MFL» высокого разрешения.

Эти снаряды кроме трещиноподобных дефектов поперечной к оси трубы ориентации выявляют и дефекты потери металла, а также особенности трубопровода, представляющие угрозу эффективному функционированию систем катодной защиты, такие, как близко лежащие металлические предметы, эксцентричность кожухов. Протяженные дефекты потери металла, представляющие опасность для прочности трубопровода, определяются при помощи дефектоскопа «Ультраскан WM», а для выявления коротких дефектов потери металла можно использовать данные дефектоскопа «Магнескан MFL».



1 батарейная секция, 2,4 магнитный пояс
 3,7 блоки аналого-цифрового преобразования данных измерений
 5 магнитная секция, 6 аппаратная секция 8,9 одометр
 10,12,14 полимерный манжеты. 11,13 пояс преобразователей магнитного поля, 15 коническая
 полиуретановая манжета

Рисунок 3.2.1 Схема магнитного дефектоскопа

Дефектоскопы типа «Магнескан MFL» нацелены в первую очередь на контроль дефектов в поперечных сварных швах. Аналогично ультразвуковым дефектоскопам, снаряды типа «Магнескан MFL» также адаптированы для работы на трубопроводах России. Адаптация включает идентификацию дефектов в сварных швах, выполненных по российским стандартам, а также повышенную проходимость снарядов через элементы трубной арматуры.

Основные характеристики и параметры снаряда типа «Магнескан MFL» аналогичны характеристикам снаряда типа «Ультраскан WM». Следует отметить различие приборов по степени точности при определении дефектов типа потери металла. Дефектоскоп «Ультраскан WM» проводит измерения глубины дефектов потери металла с погрешностью до 0.5 мм. Снаряд «Магнескан MFL» с вероятностью 95 % обеспечивает измерение размеров дефектов при уровне погрешности до $\pm 0.22t$ (где t – толщина стенки трубопровода). Таким образом, снаряд «Ультраскан WM» обеспечивает более точное измерение дефектов потери металла по сравнению с прибором «Магнескан MFL».

Ультразвуковой дефектоскоп «Ультраскан WM» с радиально установленными датчиками не способен выявлять острые дефекты, расположенные параллельно распространению ультразвуковых импульсов. Если дефект или какая-либо особенность имеют наклонные площадки, ультразвуковые импульсы, попадая на эти площадки, отклоняются в сторону от направления зондирующих импульсов, излучаемых ультразвуковыми датчиками. Происходит так называемая потеря сигнала, фиксируемая регистрирующей системой снаряда. Локальные участки потери сигнала в ряде случаев дают определенную информацию о характере какой – либо особенности или дефекте трубопровода. Например, по потере сигнала четко фиксируются кольцевые, спиральные и продольные швы, угловые швы приварки всевозможных заплат, фланцев и т.п. По потере сигнала можно обнаружить метки сварщика и надписи, сделанные сварочной дугой.

Эффект потери сигнала возможен и для дефектов типа питтинговой коррозии, боковые площадки которых могут располагаться под значительными углами к образующей цилиндрической поверхности трубопровода. Поэтому питтинговая коррозия не всегда может быть обнаружена ультразвуковым снарядом. В случае регистрации сигнала, отраженного от питтинговой коррозии, такой сигнал не всегда возможно отличить от дефекта типа включения. Но ввиду малых размеров питтинговая коррозия существенно менее опасна по сравнению с протяженными коррозионными дефектами, особенно теми, которые ориентированны в направлении оси трубопровода.

При магнитном контроле не возникает проблемы определения различий между питтинговой коррозией и расслоениями (включениями) небольших размеров, так как магнитный поток не реагирует на расслоения, неметаллические включения, параллельные стенке трубы. По этой же причине магнитный снаряд способен обнаруживать дефекты потери металла на наружной поверхности, экранированные расслоениями, что недоступно для ультразвукового снаряда. Однако магнитный снаряд не может отличить глубокие питтинги от мест локального изменения магнитных свойств материала, вызванных зонами локального нагрева трубы (например, сварочной дугой).

Одними из достаточно распространенных дефектов отечественных трубопроводов являются вмятины и гофры. В связи с этим представляет интерес реакция каждого из снарядов на эти дефекты. Учитывая это, а также эффект существенного снижения прочности трубопровода при совместном влиянии рисков и вмятин, прочность трубопровода оценивается в предположении присутствия рисков на дне вмятин глубиной 20% от толщины стенки трубопровода. Наличие или отсутствие рисков на дне вмятин может быть установлено при проведении дополнительного дефектоскопического контроля.

Для таких весьма опасных дефектов, как протяженные продольные царапины, риски, возникновение которых связано обычно с воздействием рабочих органов землеройных машин, магнитный снаряд отчетливо фиксирует

положение начала и конца риски. Ультразвуковой дефектоскоп обнаруживает продольные риски шириной более 8 мм. Наклонные царапины, риски обнаруживают оба прибора.

Ультразвуковой и магнитный приборы обеспечивают обнаружение всех основных видов трубной арматуры: задвижек, вантузов, тройников, а также приварных муфт. Магнитный прибор способен обнаруживать также кожухи, неприварные муфты и другие находящиеся вблизи трубопровода предметы, изготовленные из ферромагнитных материалов.

В настоящее время ОАО ЦТД «Диаскан» разработан ультразвуковой дефектоскоп «Ультраскан CD»

Точность выявления дефектов в стенках трубопроводов, особенно коррозионных трещин, вызванных возникающими в стенках напряжениями, весьма высока – до ± 20 см в продольном направлении, причем точность определения размеров продольных дефектов зависит от скорости перемещения устройства в трубопроводе. При оптимальной скорости перемещения 1 м/с инструмент способен детектировать трещины или царапины длиной минимум 30 мм, при скорости перемещения 2 м/с выявляются трещины и царапины минимальной длиной 60 мм. Устройство способно выявлять трещины глубиной до 1 мм и менее. Дефектоскоп «Ультраскан CD» дает возможность выявлять не только коррозионные дефекты в металле труб, но и трещины в продольных сварных швах, царапины и углубления в теле труб, возникшие при их изготовлении, транспортировке и складировании. Такая высокая достоверность информации дает возможность отказаться от гидростатических испытаний трубопроводов, так как заблаговременно выявляются скрытые дефекты, особенно продольные, которые могут серьезно ослабить прочностные характеристики даже новых трубопроводов и могли бы проявиться в результате таких испытаний.

Диагностические устройства «Ультраскан CD» разработаны для трубопроводов диаметром от 610 до 1422 мм, кроме того, уже спроектированы и успешно испытаны прототипы таких устройств для трубопроводов диаметром

254...406 мм. В крупнейших по диаметру устройствах используется до 1024 ультразвуковых датчиков, а память у них достигает 64 Гбайт. (рис.1.10). Получаемые с помощью устройства данные фиксируются и разбиваются на две группы с помощью бортовых микропроцессоров со средствами межпроцессорной связи, оперативной памятью и интерфейсом внешней памяти. В одну группу входят данные о предполагаемых трещинах, а в другую – о трещиноподобных дефектах.

Выделенная фильтрами информация сжимается и хранится во встроенной памяти. Диагностические устройства, рассчитанные на дефектоскопию трубопроводов диаметром 610-660мм, при прогоне по участку протяженностью 100 км могут накапливать в памяти до 24 Гбайт информации.

Характеристика КПП СОД

Для запуска и приема очистных скребков и дефектоскопов служит КПП СОД. Схема узла приема КППСОД представлена на рисунке 3.2.1.

На камере приема СОД должны быть предусмотрены следующие патрубки:

- два патрубка отвода нефти;
- два патрубка для присоединения дренажных трубопроводов;
- патрубок для присоединения трубопровода газовой воздушной линии;
- патрубок для установки манометра;
- патрубок для установки датчика давления;
- патрубок для подачи пара или инертного газа.

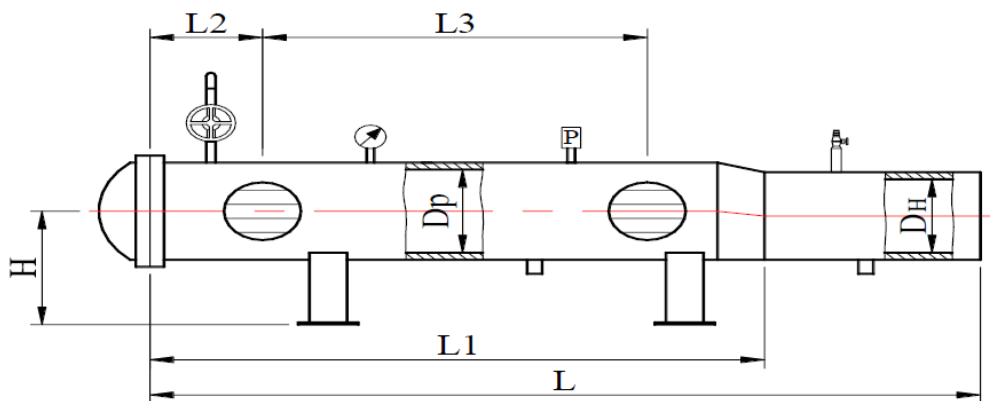


Рисунок 3.2.1 – Камера приема СОД

Камера запуска СОД представлена на рисунке 3.2.1

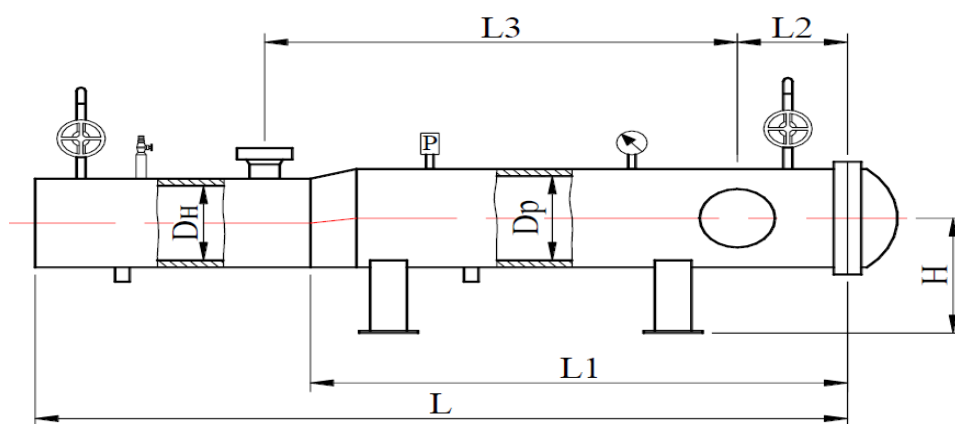


Рисунок 3.2.2 – Камера запуска СОД

На камере запуска СОД должны быть предусмотрены следующие патрубки:

- патрубок подвода нефти;
- патрубок для установки запасовочного устройства;
- два патрубка для присоединения дренажных трубопроводов;
- два патрубка для присоединения трубопроводов газовойоздушной линии;
- патрубок для установки манометра;
- патрубок для установки датчика давления;
- патрубок для подачи пара или инертного газа

3.3. Работы перед диагностикой трубопровода

Остановить перекачку нефти по МН УБКУА на технологическом участке Юргамыш – Ленинск.

Произвести технологические переключения:

- проверить открытое положение задвижек №№61, 63, 64, 65, 66 на ФГУ МН УБКУА, №№433, 435, 437, 438, 439, 440 на РД МН УБКУА, №№52, 56, 58, 70 на КППСОД №101 на 1286,5 км, №102 на 1144,7 км ЛЧ МН УБКУА, если задвижки закрыты - открыть;

- проверить закрытое положение задвижек №№434, 436 на РД МН УБКУА, №62 на ФГУ МН УБКУА, №№51, 53, 54, 55, 57 на КППСОД №№1а, 2а на переычках между МН УБКУА и МН НКК НПС «Еткуль», №103 на дренажной линии КППСОД если задвижки открыты – закрыть;

- открыть задвижки №62 на ФГУ МН УБКУА, №№51, 53, 54, 55, 57 на КППСОД МН УБКУА НПС «Еткуль»;

- закрыть задвижки №101 на 1289,5 км, №102 на 1144,7 км ЛЧ МН УБКУА, №№433, 435, 437 на РД МН УБКУА, №№61, 63, 65 на ФГУ МН УБКУА НПС «Еткуль».

Убедиться в герметичности задвижек №№1а, 2а на переычках между МН УБКУА и МН №№433, 434, 435, 437 на РД МН УБКУА, №№ 61, 63, 65 на ФГУ №101 на 1286,5 км, №102 на 1144,7 км ЛЧ МН УБКУА в течение 0,5ч.

После закрытия секущих задвижек электропитание должно быть отключено в ПКУ, ЩСУ и на электроприводе задвижек №№1а, 2а на переычках между МН УБКУА №№433, 434, 435, 437 на РД МН УБКУА, №№ 61, 63, 65 на ФГУ №101 на 1286,5 км, №102 на 1144,7 км ЛЧ МН УБКУА, созданы видимые разрывы путем отсоединения кабеля от силового автомата на электроприводах задвижек и вывешены предупредительные и запрещающие плакаты.

Проверка наличия видимого разрыва электрических цепей в ПКУ, ЩСУ и

на задвижках №№1а, 2а на перемычках между МН УБКУА и МН НКК НПС «Еткуль», №№433, 434, 435, 437 на РД МН УБКУА, №№ 61, 63, 65 на ФГУ МН УБКУА НПС «Еткуль», №101 на 1286,5 км, №102 на 1144,7 км ЛЧ МН УБКУА, отсекающих участков нефтепровода, на котором производятся работы.

Работы по откачке нефти для производства работ по подключению вновь построенных КППСОД 1113,2/1125,8 км МН»:

Освобождение от нефти отключенного участка МН УБКУА объемом 11064,9896 м³ откачиваемыми агрегатами ПНУ в количестве 4-ед. и АКН-10 в количестве 4 ед.:

- из вновь врезанного временного вантуза №Вр1 Ду150 на 1125,8 км через обратный клапан в существующий вантуз №В11 Ду150 на 1343,1 км;

- из существующего вантуза №2254а Ду150 на 1113,1 км через обратный клапан в существующий вантуз №В2 Ду150 на 1343,1 км;

- из существующего вантуза №2194а Ду150 на 1101,7 км через обратный клапан в существующий вантуз №2149б Ду150 на 1332,4 км;

- из существующего вантуза №2242а Ду150 на 1091,7 км через обратный клапан в существующий вантуз №2173б Ду150 на 1322,2 км.

Подачу воздуха осуществлять:

– через существующий вантуз №2216а Ду150 на 1141,8 км с гусаком Ду150;

– после откачки нефти в объеме $V=1130$ м³ и падении давления на приеме ПНУ на 1113,2/1125,8 км до 0,127 МПа через существующий вантуз №2208а Ду150 на 1136,2 км с гусаком Ду150;

– после откачки нефти в объеме $V=4972$ м³ и падении давления на приеме ПНУ на 1113,2/1125,8 км до 0,05 МПа через вновь врезанный вантуз №В1 Ду150 на 1129,8 км с гусаком Ду150;

– после откачки нефти в объеме $V=4520$ м³ и падении давления на приеме ПНУ на 1113,2/1125,8 км до 0,01 МПа через существующий вантуз №2255а Ду150 на 1112,3 км с гусаком Ду150, через существующие вантуза №№В4, В5, В6 Ду50 на КППСОД через вновь врезанные вантуза №№Вр4, Вр3 на КППСОД

через вентиля №№ВФ1,ВФ2,ВФ3 Ду25 на ФГУ УБКУА НПС «Еткуль», №№007, 008, 009, 010, 011, 012 Ду25 на РД через существующий вантуз №В10 Ду150 на ТТ УБКУА с гусаком Ду150.

После откачки нефти общим объемом $V=442,9896$ м³ остановить ПНУ на 1113,2/1125,8 км, 1101,7 км, 1091,7 км, проверить наличие нефти в месте производства работ.

Для проверки наличия нефти сверлятся отверстия диаметром Ø12мм в верхней образующей нефтепровода на расстоянии не менее 40м (1 шт. – место производства работ №1 на 1125,8 км со стороны НПС «Травники», 1 шт. – место производства работ №2 на 1113,2 км со стороны НПС «Канаши», 1 шт. – место производства работ №3 на перемычке между и МН со стороны задвижки №2а, 1 шт. – место производства работ №4 на перемычке между и со стороны задвижки №1а) и используются существующие вантуза №№В4, В5, В6 на 1113,2/1125,8 км УБКУА НПС, отборы давления №3-02 со стороны №2-01, №2-02 со стороны ФГУ

Далее в просверленные отверстия и существующие вантуза и отборы давления для проверки наличия нефти в местах производства работ использовать для контроля уровня нефти и избыточного давления газов или вакуума в нефтепроводе. Установить флажки на алюминиевом стержне.

После откачки нефти произвести разборку приемных и напорных трубопроводов из труб СРТ и рукавов высокого давления, демонтировать с вновь врезанного вантуза №Вр1 Ду150 на 1125,8 км и существующего вантуза №2254а на 1113,1 км МН УБКУА устройства для откачки нефти «Игла».

Дооткачку нефти осуществлять с помощью вакуумных нефтесборщиков АКН-10 в количестве 4 ед., в объеме 40 м³ из вновь врезанных временных вантузов Ду150 №№Вр1, Вр3 на 1125,8 км МН УБКУА, №Вр4 на 1113,2 км, №В10 Ду150 на 1125,8км, №2254а Ду150 на 1113,1км с последующим вывозом и сливом откаченной нефти в емкость ЕП-40 №№1,2 НПС «Еткуль» НС УБКУА (учет нефти производить по градуировочным таблицам ЕП-40 №№1,2).

Ответственный за откачку нефти из отключенного участка при

производстве работ соблюдает требования СТО-75.180.30-УСМН-003-13.

Учет количества откачиваемой нефти, из отключенного участка, производить по УЗР, установленным на ПНУ с составлением акта на опорожнение от нефти из отключенного участка и представить на утверждение главному инженеру Челябинского НУ.

Сверление технологических отверстий следует производить ручной или пневмодрелью с обеспечением постоянного охлаждения сверла водой (с исключением искрообразования), в присутствии ответственного руководителя из числа ИТР. Запрещается применение электродрели и электроперфоратора! Ответственный за производство работ доводит информацию диспетчеру РДП «Челябинск» о месте и количестве точек сверления отверстий, который производит запись в журнале учета технологических отверстий до момента их ликвидации с указанием количества и места сверления.

3.4. Процесс диагностики

Основные работы по подключению КППСОД 1113,2/1125,8 км

Вырезка машинками МРТ «катушек» Ду1200 общей длиной 40 м с вновь врезанным временным вантузом №Вр1 Ду150 на 1125,8 км.

Демонтаж «катушек» Ду1200 с вновь врезанным временным вантузом №Вр1 Ду150 на 1125,8 км.

Зачистка рабочих площадок, пропарка внутренней полости нефтепровода отключенного и существующего участков, подготовка рабочих мест сварщиков. Перед установкой герметизаторов, внутренняя поверхность нефтепровода должна быть очищена от парафиновых отложений и грязи на длину не менее $3440\text{мм} - (2D+1000)$, где 1220мм – наружный диаметр трубопровода, мм.

Герметизация полости трубопроводов:

- установкой герметизатора ПЗУ-1200 – 1 шт. в существующий участок нефтепровода и сверлением технологических отверстий Ø12мм 1шт. – для контроля ГВС в полости ремонтируемого участка, 1шт. – для вывода штуцера

пневмопровода герметизатора;

- установкой герметизатора ПЗУ-1200 – 1шт. в отключаемую КППСОД МН УБКУА НПС «Еткуль» и сверлением технологических отверстий Ø12мм 1шт. – для контроля ГВС в полости ремонтируемого участка, 1шт. – для вывода штуцера пневмопровода герметизатора.

Сверление отверстий следует производить ручной или пневмодрелью с обеспечением постоянного охлаждения сверла водой (с исключением искрообразования), в присутствии ответственного руководителя из числа ИТР. Запрещается применение электродрели и электроперфоратора!

Контроль уровня нефти перед герметизаторами и избыточного давления газов или вакуума в нефтепроводе осуществляется через отверстие в верхней образующей нефтепровода Ø12мм (1шт.), просверленные для проверки наличия нефти и существующий вантуз №В6 Ду50 на КППСОД Ответственный за производство работ сообщает диспетчеру РДП «Челябинск» о месте и количестве точек сверления отверстий, количестве, типе применяемых герметизаторов, заводские номера и места установки герметизаторов, диспетчер производит записи в журналах учета герметизаторов и учета технологических отверстий до момента их ликвидации с указанием количества и места сверления.

Подгонка «катушки» Ду1200 1шт. (стык №1) к существующему участку нефтепровода, окатушенной сферической заглушки Ду1200 1шт. (стык №2) к отключенной КППСОД МН УБКУА НПС «Еткуль».

Размагничивание стыкуемых торцов труб Ду1200 перед сваркой.

Сварка стыка «катушки» Ду1200 1шт. (стык №1) к существующему участку нефтепровода, окатушенной сферической заглушки Ду1200 1шт. (стык №2) к отключенному участку нефтепровода.

Подгонка монтажной «катушки» Ду1200 1шт. к КППСОД и существующему участку нефтепровода (стык №№3,4).

Размагничивание стыкуемых торцов труб Ду1200 перед сваркой.

Сварка стыков монтажной «катушки» Ду1200 2шт. к КППСОД и

существующему участку нефтепровода (стык №№3,4).

Дефектоскопия сварных швов (стык №№1-4) и выдача письменных заключений на месте производства работ.

Изоляция мест заварки сварных стыков.

Заварка технологических отверстий Ø12 мм 5шт., дефектоскопия сварных швов технологических отверстий, выдача письменных заключений на местах производства работ, проверка готовности нефтепровода к заполнению. После заварки технологических отверстий, ответственный за производство работ сообщает диспетчеру РДП «Челябинск» о заварке технологических отверстий. Диспетчер РДП «Челябинск» производит запись в журнале учета технологических отверстий.

Вырезка машинками МРТ «катушек» Ду1200 общей длиной 40 м с существующим вантузом №2254а Ду150 на 1113,2 км МН УБКУА.

Демонтаж «катушек» Ду1200 с существующим вантузом №2254а Ду150 на 1113,2 км.

Зачистка рабочих площадок, пропарка внутренней полости нефтепровода отключенного и существующего участков, подготовка рабочих мест сварщиков. Перед установкой герметизаторов, внутренняя поверхность нефтепровода должна быть очищена от парафиновых отложений и грязи на длину не менее $3440\text{мм} - (2D+1000)$, где 1220мм – наружный диаметр трубопровода, мм.

Герметизация полости трубопроводов согласно:

- установкой герметизатора ПЗУ-1200 – 1шт. в существующий участок нефтепровода и сверлением технологических отверстий Ø12мм 1шт. – для контроля ГВС в полости ремонтируемого участка, 1шт. – для вывода штуцера пневмопровода герметизатора;

- установкой герметизатора ПЗУ-1200 – 1шт. в отключенную КППСОД и сверлением технологических отверстий Ø12мм 1шт. – для контроля ГВС в полости ремонтируемого участка, 1шт. – для вывода штуцера пневмопровода герметизатора.

Сверление отверстий следует производить ручной или пневмодрелью с

обеспечением постоянного охлаждения сверла водой (с исключением искрообразования), в присутствии ответственного руководителя из числа ИТР. Запрещается применение электродрели и электроперфоратора!

Контроль уровня нефти перед герметизаторами и избыточного давления газов или вакуума в нефтепроводе осуществляется через отверстие в верхней образующей нефтепровода Ø12мм (1 шт.), просверленные для проверки наличия нефти и существующие вантуза №В4, №В5 Ду50 на.

Ответственный за производство работ сообщает информацию диспетчеру РДП «Челябинск» о месте и количестве точек сверления отверстий, количестве, типе применяемых герметизаторов, заводские номера и места установки герметизаторов, диспетчер производит записи в журналах учета герметизаторов и учета технологических отверстий до момента их ликвидации с указанием количества и места сверления.

Подгонка «катушки» Ду1200 1шт. (стык №5) к существующему участку нефтепровода, окатушенной сферической заглушки Ду1200 1шт. (стык №6) к отключенной КППСОД

Размагничивание стыкуемых торцов труб Ду1200 перед сваркой.

Сварка стыка «катушки» Ду1200 1шт. (стык №5) к существующему участку нефтепровода, окатушенной сферической заглушки Ду1200 1шт. (стык №6) к отключенной КППСОД

Подгонка монтажной «катушки» Ду1200 1шт. к КППСОД МН УБКУА НПС «Еткуль» и существующему участку нефтепровода.

Размагничивание стыкуемых торцов труб Ду1200 перед сваркой.

Сварка стыков монтажной «катушки» Ду1200 2шт. к КППСОД и существующему участку нефтепровода (стык №№7, 8).

Дефектоскопия сварных швов (стык №№5-8) и выдача письменных заключений на месте производства работ.

Изоляция мест заварки сварных стыков.

Заварка технологических отверстий Ø12 мм 5шт., дефектоскопия сварных швов технологических отверстий, выдача письменных заключений на местах

производства работ, проверка готовности нефтепровода к заполнению. После заварки технологических отверстий, ответственный за производство работ сообщает диспетчеру РДП «Челябинск» о заварке технологических отверстий. Диспетчер РДП «Челябинск» производит запись в журнале учета технологических отверстий.

Вырезка машинками МРТ «катушки» Ду1200 общей длиной 4м с вновь врезанным временным вантузом №Вр3 Ду150.

Демонтаж «катушки» Ду1200 с вновь врезанным временным вантузом №Вр3 Ду150.

Зачистка рабочих площадок, пропарка внутренней полости нефтепровода, отключенного и существующего участков, подготовка рабочих мест сварщиков. Перед установкой герметизаторов, внутренняя поверхность нефтепровода должна быть очищена от парафиновых отложений и грязи на длину не менее $3440\text{мм} - (2D+1000)$, где 1220мм – наружный диаметр трубопровода, мм.

Герметизация полости трубопроводов:

- установкой герметизатора ПЗУ-1200 – 1шт. в существующий участок нефтепровода и сверлением технологических отверстий $\text{Ø}12\text{мм}$ 1шт. – для контроля ГВС в полости ремонтируемого участка, 1шт. – для вывода штуцера пневмопровода герметизатора;

- установкой глинянного тампона в тройник 1200x800 – 1 шт. и сверлением технологического отверстия $\text{Ø}12\text{мм}$ 1шт. на расстоянии 100мм от тампона у открытого торца трубы для контроля ГВС в полости ремонтируемого участка, длина глинянного тампона $2440\text{мм} - 2*D$, где 1220мм – наружный диаметр нефтепровода, мм.

Сверление отверстий следует производить ручной или пневмодрелью с обеспечением постоянного охлаждения сверла водой (с исключением искрообразования), в присутствии ответственного руководителя из числа ИТР. Запрещается применение электродрели и электроперфоратора!

Контроль уровня нефти перед герметизаторами и избыточного давления газов или вакуума в нефтепроводе осуществляется через отверстие в верхней

образующей нефтепровода Ø12мм (1 шт.), просверленные для проверки наличия нефти, существующий вантуз №В6 на КППСОД и отбор давления №3-02 со стороны РД МН.

Ответственный за производство работ сообщает информацию диспетчеру РДП «Челябинск» о месте и количестве точек сверления отверстий, количестве, типе применяемых герметизаторов, заводские номера и места установки герметизаторов, диспетчер производит записи в журналах учета герметизаторов и учета технологических отверстий до момента их ликвидации с указанием количества и места сверления.

Подгонка окатушенной сферической заглушки Ду1200 1шт. (стык №9) к отключенной КППСОД» и отвода 900 Ду1200 1шт. к КППСОД (стык №10).

Сварка стыков окатушенной сферической заглушки Ду1200 1шт. (стык №9) к отключенной КППСОД и отвода 900 Ду1200 1шт. к КППСО (стык №10).

Подгонка монтажной «катушки» Ду1200 1шт. к КППСОД НПС «Еткуль» и существующему участку нефтепровода .

Сварка стыков монтажной «катушки» Ду1200 1шт. и существующему участку нефтепровода.

Дефектоскопия сварных швов и выдача письменных заключений на месте производства работ.

Заварка технологических отверстий Ø12 мм 4шт. , дефектоскопия сварных швов технологических отверстий, выдача письменных заключений на местах производства работ, проверка готовности нефтепровода к заполнению. После заварки технологических отверстий, ответственный за производство работ сообщает диспетчеру РДП «Челябинск» о заварке технологических отверстий. Диспетчер РДП «Челябинск» производит запись в журнале учета технологических отверстий.

Место производства работ № 4*

Вырезка машинками МРТ «катушки» Ду1200 общей длиной 4м с вновь врезанным временным вантузом №Вр4 Ду150 (рез. №№13, 14).

Демонтаж «катушки» Ду1200 с вновь врезанным временным вантузом

№Вр4 Ду150.

Зачистка рабочих площадок, пропарка внутренней полости нефтепровода, подготовка рабочих мест сварщиков. Перед установкой герметизаторов, внутренняя поверхность нефтепровода должна быть очищена от парафиновых отложений и грязи на длину не менее $3440\text{мм} - (2D+1000)$, где 1220мм – наружный диаметр трубопровода, мм.

Герметизация полости трубопроводов согласно схеме №2.1.4:

- установкой герметизатора ПЗУ-1200 – 1шт. в существующий участок нефтепровода и сверлением технологических отверстий $\text{Ø}12\text{мм}$ 1шт. – для контроля ГВС в полости ремонтируемого участка, 1шт. – для вывода штуцера пневмопровода герметизатора;

- установкой глиняного тампона в тройник 1200×800 – 1 шт. и сверлением технологического отверстия $\text{Ø}12\text{мм}$ 1шт. на расстоянии 100мм от тампона у открытого торца трубы для контроля ГВС в полости ремонтируемого участка, длина глиняного тампона $2440\text{мм} - 2*D$, где 1220 – наружный диаметр нефтепровода, мм.

Сверление отверстий следует производить ручной или пневмодрелью с обеспечением постоянного охлаждения сверла водой (с исключением искрообразования), в присутствии ответственного руководителя из числа ИТР. Запрещается применение электродрели и электроперфоратора!

Контроль уровня нефти перед герметизаторами и избыточного давления газов или вакуума в нефтепроводе осуществляется через отверстие в верхней образующей нефтепровода $\text{Ø}12\text{мм}$ (1 шт.), просверленные для проверки наличия нефти, существующие вантуза №В4, №В5 на отбор давления №3-02 со стороны ФГУ.

Ответственный за производство работ сообщает информацию диспетчеру РДП «Челябинск» о месте и количестве точек сверления отверстий, количестве, типе применяемых герметизаторов, заводские номера и места установки герметизаторов, диспетчер производит записи в журналах учета герметизаторов и учета технологических отверстий до момента их ликвидации с указанием

количества и места сверления.

Подгонка окатушенной сферической заглушки Ду1200 1шт. (стык №13) к отключенной КППСОД и отвода 900 Ду1200 1шт. к КППСОД (стык №14).

Сварка стыков окатушенной сферической заглушки Ду1200 1шт. (стык №13) к отключенной КППСОД и отвода 900 Ду1200 1шт. к КППСОД (стык №14)

Подгонка монтажной «катушки» Ду1200 1шт. к КППСОД и существующему участку нефтепровода.

Сварка стыков монтажной «катушки» Ду1200 1шт. к КППСОД и существующему участку нефтепровода.

Дефектоскопия сварных швов (стык №№13-16) и выдача письменных заключений на месте производства работ.

Изоляция мест заварки сварных стыков.

Заварка технологических отверстий Ø12 мм 4шт., дефектоскопия сварных швов технологических отверстий, выдача письменных заключений на местах производства работ, проверка готовности нефтепровода к заполнению. После заварки технологических отверстий, ответственный за производство работ сообщает диспетчеру РДП «Челябинск» о заварке технологических отверстий. Диспетчер РДП «Челябинск» производит запись в журнале учета технологических отверстий.

Продолжительность основных работ по подключению вновь построенных КППСОД 1113,2/1125,8 км.

Мероприятия по герметизации внутренней полости трубопровода перед проведением диагностики.

Установка герметизаторов ПЗУ-1200, глиняных тампонов в полость нефтепровода производится с открытого торца трубопровода по схемам приведенным ниже.

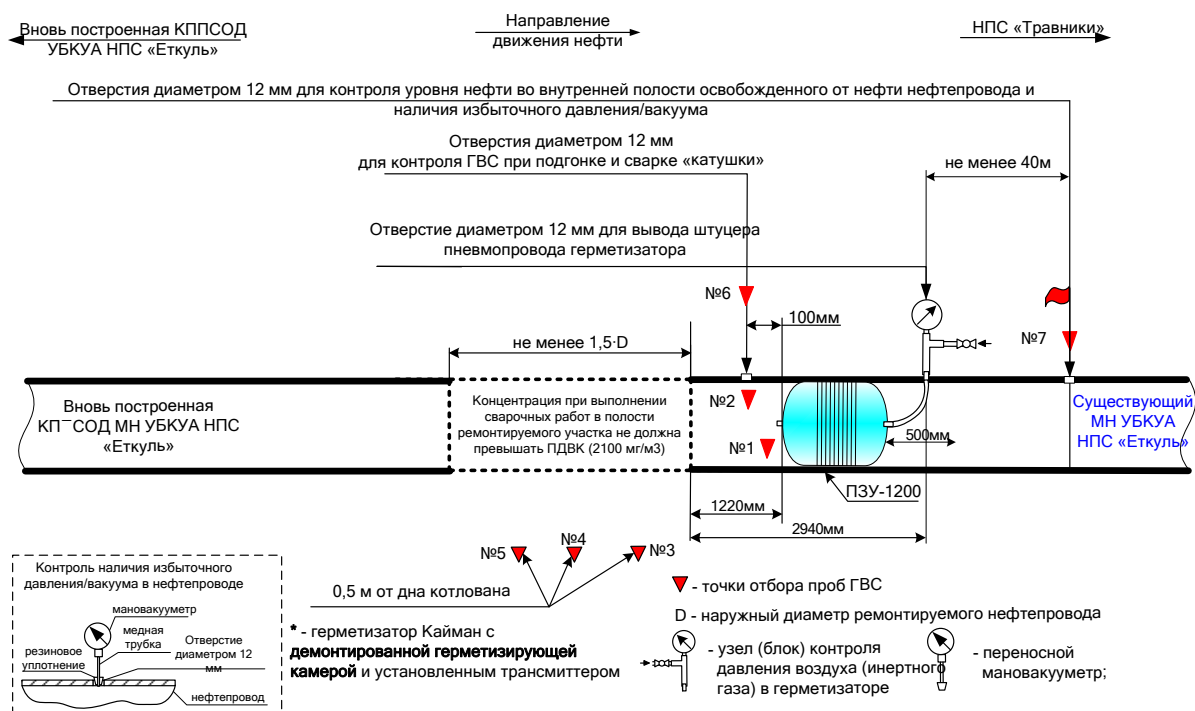


Рисунок 1 Схема установки герметизаторов ПЗУ-1200, расположения отверстий для отбора проб ГВС, контроля уровня нефти во внутренней полости нефтепровода и наличия избыточного давления/вакуума.

Вывод герметизаторов из работы производится после заполнения и пуска в работу МН с помощью пропуска герметизаторов по на участках Юргамыш – Еткуль, Еткуль – Бердяуш. Пропуск герметизаторов по МН УБКУА и прием в камеры приема СОД на 1113,2/1125,8 км и 1303,6 км МН УБКУА НПС «Бердяуш» осуществлять согласно инструкции по организации и проведению работ по очистке внутренней полости на участках Юргамыш – Еткуль, Еткуль – Бердяуш.

Контроль прохождения герметизаторов по трубопроводу осуществляется бригадами сопровождения на контрольных пунктах в соответствии с графиком прохождения герметизаторов. Каждая бригада сопровождения должна быть оснащена приборами для контроля прохождения и определения положения СОД в трубопроводе - низкочастотными и акустическими локаторами.

Контрольные пункты располагают в местах возможного застревания СОД:

- на узлах запорной арматуры;

- на узлах равнопроходных ответвлений от диагностируемого нефтепровода;

- на узлах неравнопроходных ответвлений, диаметром 70% диаметра диагностируемого нефтепровода и больше;

- на углах поворота нефтепровода больших 45° - вертикальных, горизонтальных и совмещенных.

Количество извлеченных из камеры приема СОД герметизаторов должно соответствовать количеству пропущенных и принятых устройств. Необходимо проверять исправность и комплектность элементов или деталей.

По результатам проверки должны быть составлены акты приема герметизаторов с указанием:

- количество принятых ПЗУ-1200 – 1 шт., и ПРВ-1 – 1шт. их заводских номеров в камеру приема СОД на 1113,2/1125,8 км МН ПЗУ-1200 – 1 шт., ПРВ-1 – 1 шт. и их заводских номеров в камеру приема СОД на 1303,6 км НПС «Бердяуш»;

- обнаруженных внешних дефектов каждого устройства;

- количества принятых устройств или элементов, количества отсутствующих деталей или частей;

- составленные акты являются основанием для списания герметизаторов ПЗУ-1200.

Остановить перекачку нефти по МН УБКУА на технологическом участке Юргамыш – Ленинск.

Произвести технологические переключения:

- проверить открытое положение задвижек №№61, 63, 64, 65, 66 на ФГУ МН УБКУА, №№433, 435, 437, 438, 439, 440 на РД №№52, 56, 58, 70 на КППСОД №101 на 1286,5 км, №102 на 1144,7 км ЛЧ МН, если задвижки закрыты - открыть;

- проверить закрытое положение задвижек №№434, 436 на РД, №62 на ФГУ МН УБКУА, №№51, 53, 54, 55, 57 на КППСОД, №№1а, 2а на перемычках

между МН УБКУА и МН, №103 на дренажной линии КППСОД если задвижки открыты – закрыть;

- открыть задвижки №62 на ФГУ МН, №№51, 53, 54, 55, 57 на КППСОД;
- закрыть задвижки №101 на 1286,5 км, №102 на 1144,7 км ЛЧ, №№433, 435, 437 на РД МН УБКУА, №№61, 63, 65 на ФГУ.

Убедиться в герметичности задвижек №№1а, 2а на перемычках между МН №№433, 434, 435, 437 на РД, №№ 61, 63, 65 на ФГУ МН, №101 на 1286,5 км, №102 на 1144,7 км ЛЧ МН УБКУА в течение 0,5ч.

После закрытия секущих задвижек электропитание должно быть отключено в ПКУ, ЩСУ и на электроприводе задвижек №№1а, 2а на перемычках между МН УБКУА и МН №№433, 434, 435, 437 на РД МН, №№ 61, 63, 65 на ФГУ МН №101 на 1286,5 км, №102 на 1144,7 км ЛЧ МН, созданы видимые разрывы путем отсоединения кабеля от силового автомата на электроприводах задвижек и вывешены плакаты «Не включать – Работают люди!», «Не открывать! Работают люди!». Кроме того, должны быть приняты меры, исключающие несанкционированное открытие задвижек в ручном режиме (снятие штурвалов или блокировка их вращения).

Проверка наличия видимого разрыва электрических цепей в ПКУ, ЩСУ и на задвижках №№1а, 2а на перемычках между МН УБКУА и МН, №№433, 434, 435, 437 на РД, №№ 61, 63, 65 на ФГУ МН, №101 на 1286,5 км, №102 на 1144,7 км ЛЧ МН УБКУА, отсекающих участок нефтепровода, на котором производятся работы.

Работы по откачке нефти для производства работ КППСОД 1113,2/1125,8км МН

Освобождение от нефти отключенного участка МН объемом 11064,9896 м³ откачиваемыми агрегатами ПНУ в количестве 4-ед. и АКН-10 в количестве 4 ед.:

- из вновь врезаемого временного вантуза №Вр1 Ду150 на 1125,8 км МН УБКУА через обратный клапан в существующий вантуз №В11 Ду150 на 1343,1 км;

- из существующего вантуза №2254а Ду150 на 1113,1 км МН через обратный клапан в существующий вантуз №В2 Ду150 на 1343,1 км;
- из существующего вантуза №2194а Ду150 на 1101,7 км МН через обратный клапан в существующий вантуз №2149б Ду150 на 1332,4 км;
- из существующего вантуза №2242а Ду150 на 1091,7 км МН через обратный клапан в существующий вантуз №2173б Ду150 на 1322,2 км.

Подачу воздуха осуществлять:

– через существующий вантуз №2216а Ду150 на 1141,8 км МН с гусаком Ду150;

– после откачки нефти в объеме $V=1130$ м³ и падении давления на приеме ПНУ на 1113,2/1125,8 км МН до 0,127 МПа через существующий вантуз №2208а Ду150 на 1136,2 км МН с гусаком Ду150;

– после откачки нефти в объеме $V=4972$ м³ и падении давления на приеме ПНУ на 1113,2/1125,8 км МН до 0,05 МПа через вновь врезаемый вантуз №В1 Ду150 на 1129,8 км МН с гусаком Ду150;

– после откачки нефти в объеме $V=4520$ м³ и падении давления на приеме ПНУ на 1113,2/1125,8 км МН до 0,01 МПа через существующий вантуз №2255а Ду150 на 1112,3 км МН с гусаком Ду150, через существующие вантуза №№В4, В5, В6 Ду50 на через вновь врезаемые вантуза №№Вр4, Вр3 на КППСОД, через вентиля №№ВФ1, ВФ2, ВФ3 Ду25 на ФГУ, №№007, 008, 009, 010, 011, 012 Ду25 на РД, через существующий вантуз №В10 Ду150 на ТТ», с гусаком Ду150.

После откачки нефти общим объемом $V=442,9896$ м³ остановить ПНУ на 1113,2/1125,8 км, 1101,7 км, 1091,7 км МН, проверить наличие нефти в месте производства работ.

Для проверки наличия нефти сверлятся отверстия диаметром Ø12мм в верхней образующей нефтепровода на расстоянии не менее 40м (1 шт. – место производства работ №1 на 1125,8 км со стороны НПС «Травники», 1 шт. – место производства работ №2 на 1113,2 км со стороны НПС «Канаши», 1 шт. – место производства работ №3 на перемычке между МН УБКУА и МН НКК со стороны задвижки №2а, 1 шт. – место производства работ №4 на перемычке

между МН УБКУА и МН НКК со стороны задвижки №1а) и используются существующие вантуза №№В4, В5, В6 на 1113,2/1125,8 км КППСОД, отборы давления №3-02 со стороны РД МН УБКУА НПС «Еткуль», №2-01, №2-02 со стороны ФГУ МН

Далее в просверленные отверстия и существующие вантуза и отборы давления для проверки наличия нефти в местах производства работ использовать для контроля уровня нефти и избыточного давления газов или вакуума в нефтепроводе. Установить флажки на алюминиевом стержне.

После откачки нефти произвести разборку приемных и напорных трубопроводов из труб СРТ и рукавов высокого давления, демонтировать с вновь врезанного вантуза №Вр1 Ду150 на 1125,8 км и существующего вантуза №2254а на 1113,1 км МН УБКУА устройства для откачки нефти «Игла».

Дооткачку нефти осуществлять с помощью вакуумных нефтесборщиков АКН-10 в количестве 4 ед., в объеме 40 м³ из вновь врезанных временных вантузов Ду150 №№Вр1, Вр3 на 1125,8 км МН УБКУА, №Вр4 на 1113,2 км, №В10 Ду150 на 1125,8км, №2254а Ду150 на 1113,1км МН с последующим вывозом и сливом откаченной нефти в емкость ЕП-40 №№1,2 НПС «Еткуль» НС (учет нефти производить по градуировочным таблицам ЕП-40 №№1,2 НПС «Еткуль» НС).

Ответственный за откачку нефти из отключенного участка при производстве работ соблюдает требования СТО-75.180.30-УСМН-003-13.

Учет количества откачиваемой нефти, из отключенного участка, производить по УЗР, установленным на ПНУ с составлением акта на опорожнение от нефти из отключенного участка и представить на утверждение главному инженеру Челябинского НУ.

Сверление технологических отверстий следует производить ручной или пневмодрелью с обеспечением постоянного охлаждения сверла водой (с исключением искрообразования), в присутствии ответственного руководителя из числа ИТР. Запрещается применение электродрели и электроперфоратора!

Ответственный за производство работ доводит информацию диспетчеру РДП «Челябинск» о месте и количестве точек сверления отверстий, который производит запись в журнале учета технологических отверстий до момента их ликвидации с указанием количества и места сверления.

Основные работы по подключению вновь построенных КППСОД 1113,2/1125,8 км МН».

Вырезка машинками МРТ «катушек» Ду1200 общей длиной 40 м с вновь врезанным временным вантузом №Вр1 Ду150 на 1125,8 км МН УБКУА.

Демонтаж «катушек» Ду1200 с вновь врезанным временным вантузом №Вр1 Ду150 на 1125,8 км МН.

Зачистка рабочих площадок, пропарка внутренней полости нефтепровода, подготовка рабочих мест сварщиков. Перед установкой герметизаторов, внутренняя поверхность нефтепровода должна быть очищена от парафиновых отложений и грязи на длину не менее $3440\text{мм} - (2D+1000)$, где 1220мм – наружный диаметр трубопровода, мм.

Герметизация полости трубопроводов согласно:

- установкой герметизатора ПЗУ-1200 – 1 шт. в существующий участок нефтепровода и сверлением технологических отверстий Ø12мм 1шт. – для контроля ГВС в полости ремонтируемого участка, 1шт. – для вывода штуцера пневмопровода герметизатора;

- установкой герметизатора ПЗУ-1200 – 1шт. в отключаемую КППСОД и сверлением технологических отверстий Ø12мм 1шт. – для контроля ГВС в полости ремонтируемого участка, 1шт. – для вывода штуцера пневмопровода герметизатора.

Сверление отверстий следует производить ручной или пневмодрелью с обеспечением постоянного охлаждения сверла водой (с исключением искрообразования), в присутствии ответственного руководителя из числа ИТР. Запрещается применение электродрели и электроперфоратора!

Контроль уровня нефти перед герметизаторами и избыточного давления газов или вакуума в нефтепроводе осуществляется через отверстие в верхней

образующей нефтепровода Ø12мм (1шт.), просверленные для проверки наличия нефти и существующий вантуз №В6 Ду50 на КППСОД.

Ответственный за производство работ сообщает информацию диспетчеру РДП «Челябинск» о месте и количестве точек сверления отверстий, количестве, типе применяемых герметизаторов, заводские номера и места установки герметизаторов, диспетчер производит записи в журналах учета герметизаторов и учета технологических отверстий до момента их ликвидации с указанием количества и места сверления.

Подгонка «катушки» Ду1200 1шт. (стык №1) к существующему участку нефтепровода, окатушенной сферической заглушки Ду1200 1шт. (стык №2) к отключенной КППСОД.

Размагничивание стыкуемых торцов труб Ду1200 перед сваркой.

Сварка стыка «катушки» Ду1200 1шт. (стык №1) к существующему участку нефтепровода, окатушенной сферической заглушки Ду1200 1шт. (стык №2) к отключенному участку нефтепровода.

Подгонка монтажной «катушки» Ду1200 1шт. к вновь построенной КППСОД и существующему участку нефтепровода (стык №№3,4).

Размагничивание стыкуемых торцов труб Ду1200 перед сваркой.

Сварка стыков монтажной «катушки» Ду1200 2шт. к вновь построенной КППСОД и существующему участку нефтепровода (стык №№3,4).

Дефектоскопия сварных швов (стык №№1-4) и выдача письменных заключений на месте производства работ.

Изоляция мест заварки сварных стыков.

Заварка технологических отверстий Ø12 мм 5шт., дефектоскопия сварных швов технологических отверстий, выдача письменных заключений на местах производства работ, проверка готовности нефтепровода к заполнению. После заварки технологических отверстий, ответственный за производство работ сообщает диспетчеру РДП «Челябинск» о заварке технологических отверстий. Диспетчер РДП «Челябинск» производит запись в журнале учета технологических отверстий.

3.6 Методы и порядок проведения ремонта дефектов

Для ремонта дефектов магистральных и технологических нефтепроводов могут применяться следующие методы ремонта:

- Шлифовка;
- Заварка;
- Вырезка дефекта (замена катушки или замена участка);
- Установка ремонтной конструкции (муфты, патрубки).

Методы ремонта нефтепроводов подразделяются на методы постоянного ремонта и методы временного ремонта.

Строительно-монтажные работы производить в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85*, СНиП Ш-42-80*, РД-23.040.00-КТН-062-14, РД-93.010.00-КТН-114-07, РД 39- 00147105-015-98, ОР-25.220.01-КТП1-260-10, СТТ-23.040.00-КТН-042-06, СТТ (специальные технические требования) для ВСТО и другими нормативными документами.

Границы применения технических решений (устройство подвесных опор / теплоизоляции трубопровода) представлены на планах и профилях трубопровода (Г.0.0000.004-И.Пр-15-ТнВ/ГТП- (501-509).000-П).

Проектом предусмотрено выполнение следующих основных видов работ по устройству подвесных опор и теплоизоляции трубопровода:

- определение оси трубопровода на местности трассоискателем;
- выполнение шурфовки до верхней образующей для уточнения положения оси трубопровода и положения сварных стыков;
- вскрытие трубопровода с укладкой на лежки через 14-16 м, нивелировка верхней образующей трубопровода для укладки его на проектные отметки;
- визуально-измерительный контроль трубопровода на наличие дефектов (гофры, вмятины, риски и т. п.);
- контроль и ремонт дефектов антикоррозионного покрытия (АКП);
- монтаж теплоизоляционной конструкции на трубопровод (включая отводы трубопровода);

- монтаж бандажа и ложементов опор с подвесками (см. раздел Г.0.0000.004-И.Пр-15- ТнВ/ГТП-501.000-АС - Г.0.0000.004-И.Пр-15-ТнВ/ГТП-509.000-АС);
- контроль качества монтажа теплоизоляционной конструкции;
- монтаж скального листа;
- подсыпка и подбивка грунта под трубопровод с послойным уплотнением;
- повторная нивелировка верхней образующей трубопровода;
- обратная засыпка траншеи мягким грунтом (обсыпка трубопровода);
- разметка положения опор;
- бурение скважин под установку свай (Г.0.0000.004-И.Пр-15-ТнВ/ГТП-501.000-АС - Г.0.0000.004-И.Пр-15-ТнВ/ГТП-509.000-АС)
- установка свай, монтаж и приварка упорных полуколец (Г.0.0000.004-И.Пр-15-ТнВ/ГТП-АС - Г.0.0000.004-И.Пр-15-ТнВ/ГТП-509.000-АС);
- обратная засыпка траншеи грунтом из отвала с устройством валика;
- планировка излишков грунта в полосе строительства.

Работы должны выполняться при снижении рабочего давления до величины не более 2,5МПа в соответствии с требованиями РД 39-00147105-015-98.

Шурфовка трубопровода выполняется с целью определения точного положения оси трубопровода и положения сварных стыков, ближайших к местам установки опор (для двух соседних опор расположенных вблизи сварных стыков). Разработка грунта выполняется экскаватором не ближе 0,5 м над верхней образующей, при этом должен выполняться контроль глубины заложения трубопровода трассоискателем. Остальной грунт разрабатывается вручную. При выполнении шурфовки должны быть приняты меры обеспечивающие сохранность трубопровода и его антикоррозионного покрытия.

При разметке опор определяется их расположение относительно сварных стыков трубопровода. Ось опор должна располагаться на расстоянии не менее 1,75 м от сварного стыка. Расстояние между соседними опорами

должно составлять не более 16 м (Г.0.0000.004-И.Пр-15-ТнВ/ГТП-Л - Г.0.0000.004-И.Пр-15-ТнВ/ГТП-509.000-Л).

Вскрытие трубопровода выполняется экскаватором сверху и по бокам от трубопровода до нижней образующей трубопровода. Разработка грунта экскаватором допускается на расстоянии не ближе 0,2 м от боковой и верхней образующей трубопровода, и свай. Остальной грунт разрабатывается вручную.

После вскрытия трубопровода должна быть выполнена нивелировка его верхней образующей на всем участке технического перевооружения для определения соответствия профиля трубопровода проектному.

Нивелировка выполняется по всей длине участка технического перевооружения:

- на прямых участках и вертикальных кривых упругого изгиба - через 5 м;
- на вертикальных кривых принудительного гнущья - через 2 м.

По данным нивелировки определяется величина подъема или опускания трубопровода для обеспечения проектного высотного положения трубы, а также определяется величина разработки траншеи под трубой.

При необходимости, выполняется доработка траншеи по бокам от трубопровода ниже его нижней образующей. Отметки дна траншеи должны быть не менее чем на 0,6 м ниже проектных отметок нижней образующей трубопровода для выполнения работ по монтажу тепловой изоляции, бандажа и ложементов опор.

Разработка грунта под трубопроводом выполняется ручным способом. Грунт, разрыхленный вручную и убранный из под трубопровода, извлекается из траншеи экскаватором.

При выполнении земляных работ по вскрытию трубопровода должны быть приняты меры обеспечивающие сохранность трубопровода и его антикоррозионного покрытия.

При вскрытии, после разработки грунта под трубой, трубопровод должен поддерживаться трубоукладчиками и укладываться на лежки с шагом

14-16 м. При укладке на лежки трубопровод должен быть выведен на проектные отметки, указанные на продольных профилях. Конструкция лежек должна соответствовать требованиям Г.0.0000.004-И.Пр-15-ТнВ/ГТП-500.000-ПОС1. Лежки должны быть оборудованы мягкими накладками.

При вскрытии, после разработки грунта под трубой, трубопровод должен поддерживаться трубоукладчиками и укладываться на лежки с шагом 14-16 м, а так же в местах, где предусмотрен монтаж опор. Так же следует производить заземление трубопровода грунтом через каждые 100м для предотвращения его сдвига. При укладке на лежки трубопровод должен быть выведен на проектные отметки, указанные на продольных профилях. Подъем трубопровода производить трубоукладчиками в количестве 5 штук, с подбивкой грунта и установкой належки шагом 14-16м. Конструкция лежек должна соответствовать требованиям Г.0.0000.004-И.Пр-15-ТнВ/ГТП-500.000- ПОС1. Лежки должны быть оборудованы мягкими накладками.

Ширина траншеи по дну должна составлять не менее 5,0 м на участках установки опор, 2,8 м - на остальных участках, . На участках с опорами, где ширина дна траншеи менее 5 м, произвести уширение дна с помощью экскаватора с гидромолотом.

После вскрытия трубопровода выполняется контроль антикоррозионного покрытия трубопровода и дефектов стенки трубы.

Контроль АКП трубопровода предусматривает внешний осмотр всей поверхности трубопровода и отводов и контроль диэлектрической сплошности искровым дефектоскопом постоянного тока с напряжением 5 кВ/мм на 100% поверхности трубопровода.

Перед монтажом тепловой изоляции и бандажа подвесных опор производится ДЦК всех выявленных дефектов трубопровода (в том числе в местах повреждения АКП) для определения параметров дефектов и выбора способа ремонта в соответствии с ОР-19.000.00-КТН-194-10. Ремонт трубопровода выполняется по согласованию с заказчиком путем установки ремонтной конструкции или вырезкой дефектной секции.

Обнаруженные повреждения заводского АКП должны быть отремонтированы в соответствии с требованиями ОР-25.220.01-КТН-260-10.

В случае выявления приварных элементов, не учтенных в проекте, или выполнения ремонта трубопровода в зоне установки бандажа подвесных опор следует выполнить:

- схему их расположения относительно ближайших сварных стыков с указанием номеров секций трубопровода, вида и габаритных размеров приварного элемента;
- съемку положения приварных элементов на проектном плане;
- направить запрос об изменении положения опоры в проектный институт.

Монтаж бандажа и ложементов опор выполняется в соответствии с требованиями раздела Г.0.0000.004-И.Пр-15-ТнВ/ГТП-501.000-АС - Г.0.0000.004-И.Пр-15-ТнВ/ГТП-509.000-АС. Бандаж должен располагаться на расстоянии не менее 1 м до сварного стыка. Не допускается установка бандажа на приварные элементы (чопы выступающие за внешнюю образующую трубы, бобышки, вантузы, ремонтные муфты, катодные выводы и т.п.).

Проектом предусматривается монтаж кольцевой тепловой изоляции (КТИ) из пенно-полистирольных сегментов длиной 2,4 м, толщиной 100 мм в 2 слоя (общая толщина 200 мм). На участках установки подвесных опор монтаж тепловой изоляции выполняется в промежутках между бандажом опор.

Тепловая изоляция должна соответствовать СТТ. Тепловая изоляция подземного трубопровода для монтажа в трассовых условиях на действующий трубопровод. Специальные технические требования».

Теплоизоляционная конструкция на основе сегментов из ППС (экструдированный пенополистирол) должна включать следующие элементы: теплоизоляционный слой из сегментов из ППС; бандажные стяжные ленты; гидроизоляционная мастика; оболочка полимерная.

Комплект поставки тепловой изоляции включает:

- сегменты для теплоизоляции трубопровода;

- сегменты в виде секций для теплоизоляции отводов;
- бандажные стяжные ленты с замком;
- лента полимерная;
- гидроизоляционная мастика;
- материалы для ремонта сегментов ППС (в соответствии с договором на поставку);
- комплект сопроводительной документации.

Монтаж тепловой изоляции должен осуществляться по технологическим картам, разработанным с учетом требований СТТ «Трубопроводная система «Восточная Сибирь - Тихий океан». Тепловая изоляция подземного трубопровода для монтажа в трассовых условиях на действующий трубопровод. Специальные технические требования» и инструкции изготовителя тепловой изоляции.

Монтаж тепловой изоляции должен проводиться при температуре окружающего воздуха не ниже минус 40°С.

Сегменты ППС должны плотно стягивать бандажными стяжными лентами для исключения их перемещения и обеспечения плотного прилегания сегментов к трубопроводу. Расстояние между бандажными стяжными лентами должно быть не более 500 мм, при этом на каждом сегменте должно быть установлено не менее двух лент (не менее одной — для сегментов в виде секций отвода).

При устройстве тепловой изоляции сегментами из ППС не допускается применение источников открытого огня или промышленных фенов с рабочей температурой более 80 °С для нагрева поверхности трубопровода или полимерной оболочки.

Монтаж второго слоя тепловой изоляции на трубе производится с перекрытием швов предыдущего слоя; расстояние между швами - не менее 50 мм, наличие пустот между слоями более 5 мм не допускается.

В местах примыкания тепловой изоляции к подвесным опорам трубопровода должно быть обеспечено плотное прилегание тепловой изоляции к поверхности бандажа опор.

После монтажа сегментов ППС на трубопроводе и отводах должна быть нанесена полимерная оболочка на основе ленты из полиэтилена или поливинилхлорида шириной 450 мм толщиной 0,6мм. Наклест смежных витков ленты должен составлять не менее 30 мм. Лента должна быть нанесена ручным способом в 2 слоя. Бондажи подвесных опор также теплоизолируются КТИ. Стыки полуцилиндров бандажа должны быть гидроизолированы с целью исключения попадания воды под оболочку теплоизоляции в соответствии с требованиями Г.0.0000.004-И.Пр-15-ТнВ/ГТП-

501.0- АС - Г.0.0000.004-И.Пр-15-ТнВ/ГТП-509.000-АС. и инструкцией по монтажу опор.

Контроль качества монтажа теплоизоляционной конструкции должен выполняться на всех этапах работ по теплоизоляции в соответствии с СТТ «Трубопроводная система «Восточная Сибирь - Тихий океан». Тепловая изоляция подземного трубопровода для монтажа в трассовых условиях на действующий трубопровод. Специальные технические требования».

В соответствии с заданием на проектирование проектом предусмотрена защита полимерной оболочки теплоизоляции скальным листом толщиной 3,5 мм для предотвращения повреждения ее в случае засыпки трубопровода грунтом с твердыми включениями и мерзлым грунтом в зимнее время, а также при эксплуатации трубопровода.

На поверхности скального листа краской наносятся положения сварных стыков труб и номера трубных секций в соответствии с ведомостью внутритрубной диагностики, предоставляемой Заказчиком.

Производство земляных работ по засыпке нефтепровода должно выполняться по нарядам- допускам и требованиям, указанным в ППР.

Засыпка выполняется бульдозером или экскаватором. Котлован должен быть засыпан не позднее 24 ч после вывода нефтепровода на технологический

режим работы в соответствии с утвержденным технологическим режимом работы. При проведении работ в зимнее время расчистку котлована от снега до верхней образующей нефтепровода, а также приварных элементов (вантузов, отборов давления, бобышек) должна осуществляться вручную, не допуская механических повреждений трубопровода. При продолжении расчистки котлована от снега с применением землеройной техники, необходимо соблюдать расстояние не менее 0,5 м от ковша экскаватора до стенки трубы и выступающих приварных элементов.

Запрещается:

а) проводить работы без оформления разрешительных документов в соответствии с требованиями нормативных документов;

б) начинать и проводить работы без наличия устойчивой двухсторонней связи с оператором МДГ1 НПС, диспетчером РДП РНУ;

в) начинать и проводить земляные работы в отсутствие лица, ответственного за производство работ;

г) начинать и проводить работы в отсутствие на месте производства работ лица, ответственного за контроль при производстве работ, в соответствии с требованиями ОР-13.100.00-КТН-030-12;

д) проводить работы в котловане без страхующих лиц (2 человека), находящихся на бровке котлована;

е) находиться людям ближе 5 м от зоны максимального движения ковша, работающего экскаватора;

ж) проводить работы при отсутствии ограждений и знаков безопасности, в ночное время; световых сигналов в местах перехода людей и проезда транспортных средств;

и) проезд техники по бровке котлована, траншеи;

к) выдвигать нож отвала бульдозера за бровку откоса;

л) приближаться гусеницами бульдозера к бровке свежей насыпи ближе 1 м;

м) применять ударный инструмент (кирки, ломы, пневмоинструмент)

при обнаружении в местах разработки котлована, траншеи электрокабелей, газопроводов, МН;

н) удерживать клинья руками при разработке мерзлого грунта кувалдами;

п) находиться людям в котловане, траншее при появлении продольных трещин в стенках;

р) сооружать из песка обвалование или стенки при подготовке специальных земляных амбаров для задержания или временного хранения нефти.

Подсыпка и подбивка мягкого грунта под трубопровод должна выполняться с уплотнением ручными вибротрамбовками до степени уплотнения не менее 0,85 плотности грунта естественного сложения основания в соответствии с требованиями СТТ-23.040.00-КТН-042-06.

При выполнении подсыпки грунта под трубопровод должна быть выполнена нивелировка трубопровода, для проверки соответствия отметок трубопровода проектным. Трубопровод должен быть выведен на проектные отметки, указанные на продольных профилях. На участке установки подвесных опор высотное положение трубопровода обеспечивается регулировкой тягового винта, а также, при необходимости, удалением или добавлением звеньев цепи.

Нивелировка выполняется по всей длине участка технического перевооружения:

- на прямых участках и вертикальных кривых упругого изгиба - через 5 м;
- на вертикальных кривых принудительного гнутья - через 2 м.

Засыпка трубопровода грунтом выполняется в два этапа:

- мягким минеральным грунтом на высоту не менее 0,2 м над верхней образующей трубопровода с обязательной подбивкой пазух для труб с толщиной стенки 13 мм, толщина слоя не более 2 м, степень уплотнения не менее 0,85 от естественной плотности грунта;
- затем грунтом из отвала (грунт засыпки до верха траншеи не должен

содержать твердых включений с размером частиц более 100 мм).

На участках, где существующий трубопровод уложен в грунтах текучей консистенции (ИГЭ0 и многолетнее мерзлых грунтах, которые при оттаивании переходят в текучее состояние (ИГЭ 4тм-2, ИГЭ 4тм-3, ИГЭ 4пм-2, ИГЭ 5тм-1, ИГЭ 5тм-2, ИГЭ 5пм-1, ИГЭ 5пм-2), предусматривается замена грунта засыпки на привозной мягкий минеральный грунт на все сечение траншеи.

Мягкий грунт подсыпки/обсыпки - непросадочный, непучинистый минеральный грунт с низким коэффициентом фильтрации (коэффициент фильтрации не более 0,1 м/сут): глина, суглинок, щебень фракции 20-40 мм с суглинистым заполнителем и т.п. с включением твердых частиц размером до 50 мм в поперечнике.

4. Расчетная часть

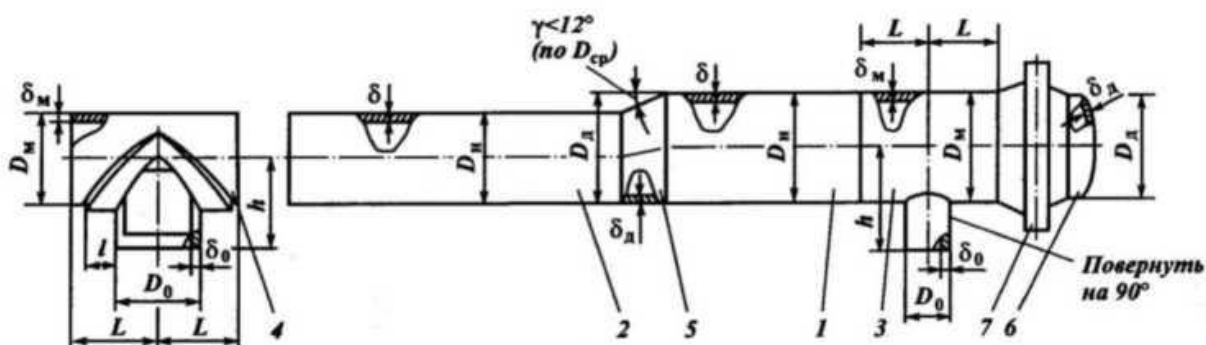
4.1. Расчет прочности КПП СОД

Расчеты производятся для определения прочности элементов КПП СОД от действия внутреннего давления нефти.

Расчетное давление нефти $P = 6,3$ МПа; наружный диаметр

$D_n = 720$ мм; температура нефти плюс 25°C ; коэффициент условий работы $m = 0,75$ согласно [4].

Расчетная схема камеры пуска-приема СОД приведена на рисунке 3.1



1,2 - обечайка корпусная; 3,4 - тройник соответственно корпусной и равнопроходный; 5 - переходник эксцентрический; 6 - днище крышки затвора; 7 - затвор.

Рисунок 3.2 - Схема камеры при расчете на прочность

Нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла и сварных соединений R_1^i и R_2^i для стали 17Г1С: «Сталь конструкционная низколегированная для сварных конструкций».

$R_1^i = 510$ МПа; - растяжение;

$R_2^i = 363$ Мпа; - сжатие

Произведем расчет для стали 17Г1С.

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) R_1 и R_2 определяем по формулам:

$$R_1 = \frac{R_1^i \cdot m}{k_1 \cdot k_i} \quad (3.1)$$

$$R_2 = \frac{R_2^i \cdot m}{k_2 \cdot k_i} \quad (3.2)$$

где m - коэффициент условий работы;

k_1, k_2 - коэффициенты надежности по материалу;

k_i - коэффициент надежности по назначению.

Коэффициенты надежности принимаем по СНиП 2.05.06 - 85*:

- по материалу: $k_1 = 1,47$; $k_2 = 1,15$;

- по назначению: $k_i = 1$.

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) определим по формулам (3.1), (3.2):

$$R_1 = \frac{510 \cdot 0,75}{1,47 \cdot 1} = 261 \text{ МПа};$$

$$R_2 = \frac{363 \cdot 0,75}{1,15 \cdot 1} = 237 \text{ МПа}.$$

Расчет толщины обечаек.

Корпус камеры состоит из двух обечаек (см. рисунок 3.2 позиции 1,2).

Для позиции 1 рисунка 3.2 наружный диаметр $D_{i1} = 820$ мм, для позиции 2 $D_{i2} = 720$ мм.

Определим расчетную толщину обечайки по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)} \quad (3.3)$$

где n - коэффициент надежности по внутреннему давлению;

P - расчетное давление, МПа;

D_H - наружный диаметр обечайки, мм;

R_1 - расчетное сопротивление растяжению металла обечайки и сварных соединений, МПа.

Коэффициент надежности по внутреннему давлению примем равным 1,1

Толщину стенок для каждой обечайки рассчитаем по формуле (3.3).

Для позиции 1 рисунка 3.1:

$$\delta_1 = \frac{1,1 \cdot 6,3 \cdot 10^6 \cdot 820}{2 \cdot (261 \cdot 10^6 + 1,1 \cdot 6,3 \cdot 10^6)} = 11,6 \text{ мм}$$

Толщина с учетом прибавки на коррозию и минусовой допуск $\delta_1 = 12$ мм.

$$\delta_2 = \frac{1,1 \cdot 6,3 \cdot 10^6 \cdot 720}{2 \cdot (261 \cdot 10^6 + 1,1 \cdot 6,3 \cdot 10^6)} = 10,4 \text{ мм}$$

принимаем $\delta_2 = 11$ мм.

Выполним проверку по величине нормативного давления, определяемая условием:

$$P_e = \frac{2 \cdot \delta \cdot R}{D_i - 2 \cdot \delta} \geq P \quad (3.4)$$

где R - расчетное значение напряжения, принимаемое равным 95% от R_2^i МПа.

Для позиции 1 рисунка 3.1 по формуле (3.4):

$$P_e = \frac{2 \cdot 12 \cdot 0,95 \cdot 363}{820 - 2 \cdot 12} = 10,4 \text{ МПа} > 6,3 \text{ МПа} - \text{условие выполняется.}$$

Для позиции 2 рисунка 3.1:

$$P_e = \frac{2 \cdot 11 \cdot 0,95 \cdot 363}{720 - 2 \cdot 12} = 10,8 \text{ МПа} > 6,3 \text{ МПа} - \text{условие выполняется.}$$

Расчет толщины стенок днища.

Стенки днища обозначены на рисунке 3.2 позицией 6. Расчетная толщина

днища, мм, определяется по формуле:

$$\delta_{\text{Д}} = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{Д}}}{2 \cdot (R_{1\text{Д}} + n \cdot P)} \cdot n_{\text{в}} \quad (3.5)$$

где $R_{1\text{Д}}$ - расчетное сопротивление материала днища, МПа, $R_{1\text{Д}} = 237$ МПа.

$D_{\text{Д}}$ - наружный диаметр днища, мм;

$n_{\text{в}}$ - коэффициент несущей способности, $n_{\text{в}} = 1$.

По формуле (3.5) определим расчетную толщину днища:

$$\delta_{\text{Д}} = \frac{1,1 \cdot 6,3 \cdot 10^6 \cdot 820}{2 \cdot (237 \cdot 10^6 + 1,1 \cdot 6,3 \cdot 10^6)} \cdot 1 = 11,64 \text{ мм.}$$

Принимаем толщину днища, равную 12 мм.

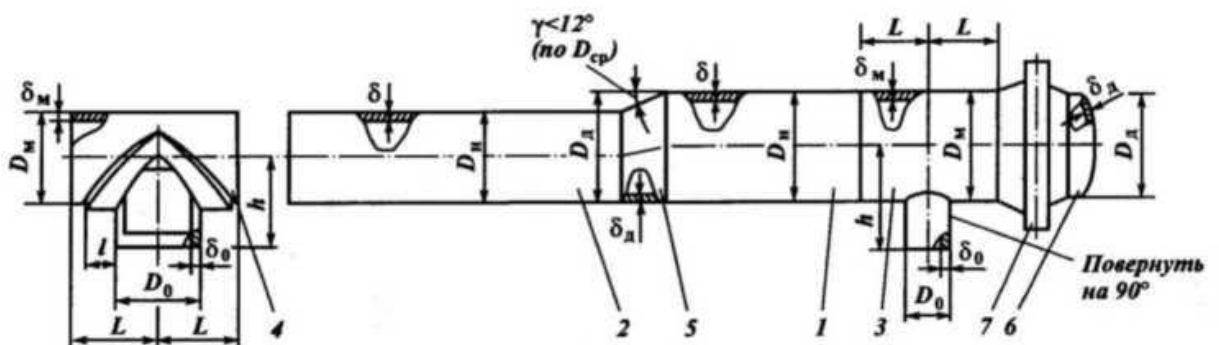
4.2. Расчет прочности трубопровода

Расчеты производятся для определения прочности элементов КПП СОД от действия внутреннего давления нефти.

Расчетное давление нефти $P = 6,3$ МПа; наружный диаметр

$D_{\text{н}} = 720$ мм; температура нефти плюс 25°C ; коэффициент условий работы $m = 0,75$ согласно [4].

Расчетная схема камеры пуска-приема СОД приведена на рисунке 3.1



1,2 - обечайка корпусная; 3,4 - тройник соответственно корпусной и равнопроходный; 5 - переходник эксцентрический; 6 - днище крышки затвора; 7 - затвор.

Рисунок 3.2 - Схема камеры при расчете на прочность

Нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла и сварных соединений R_1^i и R_2^i для стали 17Г1С: «Сталь конструкционная низколегированная для сварных конструкций».

$R_1^i = 510$ МПа; - растяжение;

$R_2^i = 363$ Мпа; - сжатие

Произведем расчет для стали 17Г1С.

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) R_1 и R_2 определяем по формулам:

$$R_1 = \frac{R_1^i \cdot m}{k_1 \cdot k_i} \quad (3.1)$$

$$R_2 = \frac{R_2^i \cdot m}{k_2 \cdot k_i} \quad (3.2)$$

где m - коэффициент условий работы;

k_1, k_2 - коэффициенты надежности по материалу;

k_i - коэффициент надежности по назначению.

Коэффициенты надежности принимаем по СНиП 2.05.06 - 85*:

- по материалу: $k_1 = 1,47; k_2 = 1,15;$

- по назначению: $k_i = 1.$

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) определим по формулам (3.1), (3.2):

$$R_1 = \frac{510 \cdot 0,75}{1,47 \cdot 1} = 261 \text{ МПа};$$

$$R_2 = \frac{363 \cdot 0,75}{1,15 \cdot 1} = 237 \text{ МПа.}$$

Расчет толщины обечаек.

Корпус камеры состоит из двух обечаек (см. рисунок 3.2 позиции 1,2).

Для позиции 1 рисунка 3.2 наружный диаметр $D_{i1} = 820$ мм, для позиции 2 $D_{i2} = 720$ мм.

Определим расчетную толщину обечайки по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)} \quad (3.3)$$

где n - коэффициент надежности по внутреннему давлению;

P - расчетное давление, МПа;

D_H - наружный диаметр обечайки, мм;

R_1 - расчетное сопротивление растяжению металла обечайки и сварных соединений, МПа.

Коэффициент надежности по внутреннему давлению примем равным 1,1

Толщину стенок для каждой обечайки рассчитаем по формуле (3.3).

Для позиции 1 рисунка 3.1:

$$\delta_1 = \frac{1,1 \cdot 6,3 \cdot 10^6 \cdot 820}{2 \cdot (261 \cdot 10^6 + 1,1 \cdot 6,3 \cdot 10^6)} = 11,6 \text{ мм}$$

Толщина с учетом прибавки на коррозию и минусовой допуск $\delta_1 = 12$ мм.

$$\delta_2 = \frac{1,1 \cdot 6,3 \cdot 10^6 \cdot 720}{2 \cdot (261 \cdot 10^6 + 1,1 \cdot 6,3 \cdot 10^6)} = 10,4 \text{ мм}$$

принимаем $\delta_2 = 11$ мм.

Выполним проверку по величине нормативного давления, определяемая условием:

$$P_e = \frac{2 \cdot \delta \cdot R}{D_i - 2 \cdot \delta} \geq P \quad (3.4)$$

где R - расчетное значение напряжения, принимаемое равным 95% от R_2^i МПа.

Для позиции 1 рисунка 3.1 по формуле (3.4):

$$P_e = \frac{2 \cdot 12 \cdot 0,95 \cdot 363}{820 - 2 \cdot 12} = 10,4 \text{ МПа} > 6,3 \text{ МПа} - \text{условие выполняется.}$$

Для позиции 2 рисунка 3.1:

$$P_e = \frac{2 \cdot 11 \cdot 0,95 \cdot 363}{720 - 2 \cdot 12} = 10,8 \text{ МПа} > 6,3 \text{ МПа} - \text{условие выполняется.}$$

Расчет толщины стенок днища.

Стенки днища обозначены на рисунке 3.2 позицией 6. Расчетная толщина днища, мм, определяется по формуле:

$$\delta_D = \frac{n \cdot P \cdot D_D}{2 \cdot (R_{1D} + n \cdot P)} \cdot n_B \quad (3.5)$$

где $R_{1Д}$ - расчетное сопротивление материала днища, МПа, $R_{1Д} = 237$ МПа.

D_D - наружный диаметр днища, мм;

n_B - коэффициент несущей способности, $n_B = 1$.

По формуле (3.5) определим расчетную толщину днища:

$$\delta_D = \frac{1,1 \cdot 6,3 \cdot 10^6 \cdot 820}{2 \cdot (237 \cdot 10^6 + 1,1 \cdot 6,3 \cdot 10^6)} \cdot 1 = 11,64 \text{ мм.}$$

Принимаем толщину днища, равную 12 мм.

4.3. Расчет вероятности отказа стенки трубы

Определение вероятности отказа стенки трубы прямолинейного участка магистрального трубопровода из-за достижения средними значениями продольных суммарных напряжений в стенке трубы средних значений временного сопротивления стали трубы и исчерпания резерва прочности.

Таблица 3.2 Исходные данные

Продукт, категория участка	Диаметр, мм	Случайные величины параметров нагрузки									
		Давление, МПа					Перепад температуры, °С				
Нефть	1220	10,2	7,8	7,1	8,9	6,5	-10	-15	-10	-12	-8

Таблица 3.2 Исходные данные

Параметры прочности- нормативное сопротивление стали R_1'' , МПа					Допустимое значение вероятности отказа $V_{дон}$	Характеристики стали		
						Марка	ТУ	Примечание
595	580	600	580	590	0,02	10Г2ФБЮ	ТУ 14-3-1573-96	Нормализация

Определение проектной толщины стенки трубы, параметров прочности и нагрузки

1. Вычисляем случайные значения расчётного сопротивления стали трубы:

$$\tilde{R}_1 = \frac{\tilde{R}_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, \quad (3.14)$$

где \tilde{R}_1^H - случайное значение нормативного сопротивления стали;

m - коэффициент условий работы, зависящий от категории участка и определяемый по СП $m=0,9$;

k_1 - коэффициент надёжности по материалу, $k_1=1,34$;

k_H - коэффициент надёжности по назначению трубопровода, $k_H=1,05$;

$$\tilde{R}_1 = \frac{595 \cdot 0,9}{1,34 \cdot 1,05} = 380,6 \text{ МПа};$$

$$\tilde{R}_1 = \frac{580 \cdot 0,9}{1,34 \cdot 1,05} = 371 \text{ МПа};$$

$$\tilde{R}_1 = \frac{600 \cdot 0,9}{1,34 \cdot 1,05} = 383,8 \text{ МПа};$$

$$\tilde{R}_1 = \frac{580 \cdot 0,9}{1,34 \cdot 1,05} = 371 \text{ МПа};$$

$$\tilde{R}_1 = \frac{590 \cdot 0,9}{1,34 \cdot 1,05} = 377,4 \text{ МПа}.$$

2. Вычисляем математические ожидания давления, температурного перепада и расчётного сопротивления стали:

$$\bar{R}_1 = \frac{\sum_1^k \tilde{R}_1}{k} = \frac{380,6 + 371 + 383,8 + 371 + 377,4}{5} = 376,8 \text{ МПа}; \quad (3.15)$$

$$\Delta \bar{t} = \frac{\sum_1^k \Delta \tilde{t}}{k} = \frac{-10 - 15 - 10 - 12 - 8}{5} = -11 \text{ }^\circ\text{C}; \quad (3.16)$$

$$\bar{p} = \frac{\sum_1^k \tilde{p}}{k} = \frac{10,2 + 7,8 + 7,1 + 8,9 + 6,5}{5} = 8,1 \text{ МПа}. \quad (3.17)$$

3. Определяем предварительное значение расчётной толщины стенки без учёта осевых сжимающих напряжений:

$$\delta_1 = \frac{n\bar{p}D_n}{2(\bar{R}_1 + n\bar{p})} = \frac{1,1 \cdot 8,1 \cdot 630}{2(376,8 + 1,1 \cdot 8,1)} = 7,28 \text{ мм}, \quad (3.18)$$

где n - коэффициент надёжности по нагрузке- рабочему давлению, принимаем $n = 1,1$;

Полученное расчётное значение толщины стенки округляем по сортаменту труб до ближайшего номинального $\delta_n = 8$ мм. Внутренний диаметр трубопровода

$$D_{вн} = D_n - 2\delta_n = 630 - 2 \cdot 8 = 614 \text{ мм}.$$

4. Вычисляем математическое ожидание продольных осевых напряжений по математическим ожиданиям температурного перепада $\Delta\bar{t}$ и рабочего давления \bar{p} .

$$\bar{\sigma}_{np.N} = \mu \frac{n\bar{p}D_{вн}}{2\delta_n} - \alpha E \Delta\bar{t} = 0,3 \frac{1,1 \cdot 8,1 \cdot 614}{2 \cdot 8} - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (-11) = 129,8 \text{ МПа}, \quad (3.19)$$

т. к. $\bar{\sigma}_{np.N} > 0$, для дальнейших расчётов принимаем $\delta_n = 8$ мм

5. Вычислим случайные значения параметров нагрузки как расчётный продольные осевые напряжения:

$$\tilde{Q} = \tilde{\sigma}_{np.N} = \mu \frac{n\tilde{p}D_{вн}}{2\delta_n} - \alpha E \Delta\tilde{t}, \quad (3.20)$$

$$\tilde{Q}_1 = 0,3 \frac{1,1 \cdot 10,2 \cdot 614}{2 \cdot 8} - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (-10) = 153,9 \text{ МПа};$$

$$\tilde{Q}_2 = 0,3 \frac{1,1 \cdot 7,8 \cdot 614}{2 \cdot 8} - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (-15) = 135,8 \text{ МПа};$$

$$\tilde{Q}_3 = 0,3 \frac{1,1 \cdot 7,1 \cdot 614}{2 \cdot 8} - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (-10) = 114,6 \text{ МПа};$$

$$\tilde{Q}_4 = 0,3 \frac{1,1 \cdot 8,9 \cdot 614}{2 \cdot 8} - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (-12) = 142,4 \text{ МПа};$$

$$\tilde{Q}_5 = 0,3 \frac{1,1 \cdot 6,5 \cdot 614}{2 \cdot 8} - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (-8) = 102 \text{ МПа};$$

6. Вычислим математическое ожидание параметров нагрузки:

$$\bar{Q} = \frac{\sum_1^k \tilde{Q}}{k} = \frac{153,9 + 135,8 + 114,6 + 142,4 + 102}{5} = 129,8 \text{ МПа}. \quad (3.21)$$

7. Вычисляем случайные значения параметров прочности:

$$\tilde{R} = \tilde{\psi}_1 \cdot \tilde{R}_1 = \tilde{R}_1, \quad (3.22)$$

где \tilde{R}_1 - случайное значение расчётного сопротивления стали;

$\tilde{\psi}_1$ - случайное значение коэффициента

8. Математическое ожидание параметров прочности:

$$\bar{R} = \bar{R}_1 = 376,8 \text{ МПа}.$$

9. Математическое ожидание запаса прочности:

$$\bar{S} = \bar{R} - \bar{Q} = 376,8 - 129,8 = 247 \text{ МПа}. \quad (3.23)$$

$$\begin{aligned} \hat{Q} &= \frac{\sum_1^k (\tilde{Q} - \bar{Q})^2}{k} = \frac{(153,9 - 129,8)^2 + (135,8 - 129,8)^2 + (114,6 - 129,8)^2 + (142,4 - 129,8)^2 +}{5} \\ &\quad + \frac{(102 - 129,8)^2}{5} = 356 \text{ МПа}^2, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \hat{R} &= \frac{\sum_1^k (\tilde{R} - \bar{R})^2}{k} = \frac{(380,6 - 376,8)^2 + (371 - 376,8)^2 + (383,8 - 376,8)^2 + (371 - 376,8)^2 +}{5} \\ &\quad + \frac{(377,4 - 376,8)^2}{5} = 26 \text{ МПа}^2. \end{aligned}$$

10. Вычисляем стандарт отклонения случайных значений запаса прочности:

$$\hat{S} = \sqrt{\hat{S}} = \sqrt{\hat{R} + \hat{Q}} = \sqrt{26 + 356} = 20 \text{ МПа}, \quad (3.25)$$

где \hat{S} - дисперсия запаса прочности.

11. Определяем характеристику безопасности при нормальном законе распределения:

$$\gamma = \frac{\bar{S}}{\hat{S}} = \frac{247}{20} = 12,35. \quad (3.26)$$

12. По таблице нормированных функций Лапласа определяем величину интеграла вероятности Гаусса $\Phi(\gamma)$

$$\gamma = 12,35 \quad \Phi(\gamma) = 0,499997.$$

13. Вычисляем вероятность отказа для нормального закона распределения случайных величин:

$$V = \frac{1}{2} - \Phi(\gamma) = \frac{1}{2} - 0,499997 = 0,000003.$$

(3.27)

14. Проверяем условие:

$$V \leq V_{дон},$$

0,000003 < 0,02- условие выполняется, т.е. отказ не произойдёт.

4.8 Определение остаточного ресурса нефтепроводов по характеристикам трещиностойкости стали.

Таблица 3.3 Результаты испытания образцов на трещиностойкость при статическом нагружении по ГОСТ 25.506-85

Геометрические характеристики				Максимальное усилие при разрыве P_c , МН	Средняя длина трещины L_{cp} , мм	Глубина ус талостной трещины h , мм	Число циклов нагружения N
ширина b , мм	толщина, t , мм	глубина на над-реза, мм	площадь сечения нетто, мм				
30	6,1	1,5	138	0,04830	1,600	3,100	88500

Таблица 3.4 Коэффициенты равномерного сужения сечения образцов при испытаниях на растяжение по ГОСТ 1497-84

Усреднённые рабочие характеристики рабочего сечения			Коэффициент равномерного сужения ψ_B
начальный диаметр	диаметр шейки	диаметр сечения равномерного сужения	
5	2,60	4,60	15,36

Таблица 3.5 Сводные исходные данные к расчётам остаточного ресурса

Временное сопротивление растяжению $\sigma_{вр}$, МПа	Условный предел текучести $\sigma_{0,2}$, МПа	Относительное сужение после разрыва	Максимальное рабочее давление P_{max} , МПа	Среднее рабочее давление P_{cp} , МПа	Толщина стенки трубы, мм	Наружный диаметр трубы, мм	Число циклов перепада давления за год N

		$\psi_k, \%$					
581	352	64,3	3,95	3,32	8,0	529	579

3 Расчёты характеристик трещиностойкости и параметров циклического нагружения

Предварительно по данным механических испытаний вычисляются:

1) параметры циклического нагружения:

$$\psi_B = \frac{F - F_B}{F} = \frac{19,625 - 16,611}{19,625} = 0,1536, \quad (3.28)$$

$$F = \frac{\pi d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 5^2}{4} = 19,625 \text{ мм}^2, \quad (3.29)$$

$$F_B = \frac{3,14 \cdot 4,6^2}{4} = 16,611 \text{ мм}^2,$$

$$m = -\ln(1 - \psi_B) = -\ln(1 - 0,1536) = 0,1668, \quad (3.30)$$

$$n = 1 + m = 1 + 0,1668 = 1,1668,$$

$$\varepsilon_{i_{кр}} = \frac{\ln(1 + \psi_k)}{\varepsilon_{0,2}} = \frac{\ln(1 + 0,643)}{0,002} = 248,26, \quad (3.31)$$

$$C = \frac{1}{2\pi(\varepsilon_{i_{кр}})^n} = \frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot (248,26)^{1,1668}} = 0,000256, \quad (3.32)$$

где ψ_B - коэффициент равномерного сужения сечения при растяжении;

ψ_k - коэффициент относительного сужения при разрыве;

F - исходная рабочая площадь сечения образца;

$\varepsilon_{0,2} = 0,002$ - относительная остаточная деформация, равная 0,2 %;

разрушающее напряжение по максимальной разрушающей силе P_c для образца с трещиной:

$$\sigma_c = \frac{P_c}{b \cdot t} = \frac{0,0483 \cdot 10^6}{30 \cdot 10^{-3} \cdot 6,1 \cdot 10^{-3}} = 263,9 \text{ МПа}, \quad (3.33)$$

2) степень снижения разрушающих напряжений от наличия трещин в образце при относительной глубине трещины, равной $\eta = h/t = 0,5$

$$\alpha_{mp}^{(0,5)} = \frac{2\sigma_c}{\sigma_{ep}} = \frac{2 \cdot 263,9}{581} = 0,91, \quad (3.34)$$

3) предел трещиностойкости для относительной глубины, равной $\eta = 0,5$

$$I_c^{(0,5)} = 5\sigma_c \cdot \sqrt{h} = 5 \cdot 263,9 \cdot \sqrt{0,0031} = 73,5 \text{ МПа} \cdot \sqrt{\text{м}},$$

4) разрушающие кольцевые напряжения для бездефектной трубы с учётом характеристик циклической трещиностойкости:

$$\sigma_{об} = \frac{2}{\sqrt{3}} \frac{\sigma_{0,2}}{\varepsilon_{0,2}^m} \left(\frac{m}{\sqrt{3}} \right)^m = \frac{2}{\sqrt{3}} \frac{352}{0,002^{0,1668}} \left(\frac{0,1668}{\sqrt{3}} \right)^{0,1668} = 775,7 \text{ МПа}. \quad (3.35)$$

4 Расчёт допускаемой глубины трещины

Допускаемая глубина трещины:

$$K_I = \frac{I_c}{m_I}, \quad (3.36)$$

где K_I - коэффициент интенсивности напряжений при максимальном усреднённом давлении;

m_I - коэффициент запаса по пределу трещиностойкости, определяемый по формуле

$$m_I = \frac{\sigma_{0,2}}{\sigma_p} \left[\frac{1 - (\sigma_p / \sigma_{ep})^2}{1 - (\sigma_{0,2} / \sigma_{ep})^2} \right]^{\frac{1}{2}} = \frac{352}{126,6} \left[\frac{1 - (126,6 / 581)^2}{1 - (352 / 581)^2} \right]^{\frac{1}{2}} = 3,411 \quad (3.37)$$

где σ_p - уровень рабочих напряжений, в данном случае равен кольцевым напряжениям при максимальном давлении

$$\sigma_p = \frac{P_{\max} \cdot D_{вн}}{2t_n} = \frac{3,95 \cdot 513}{2 \cdot 8} = 126,6 \text{ МПа}, \quad (3.38)$$

$$D_{вн} = D_n - 2t_n = 529 - 2 \cdot 8 = 513 \text{ мм},$$

Коэффициент интенсивности напряжений

$$K_I = \sigma_p \sqrt{h} \cdot Y(\eta), \quad (3.39)$$

где $Y(\eta)$ - полином, зависящий от текущего значения относительной глубины трещины η :

$$Y(\eta) = 1,99 - 0,41\eta + 18,7\eta^2 - 38,48\eta^3 + 53,85\eta^4, \quad (3.40)$$

$$Y(\eta) = 1,99 - 0,41 \cdot 0,5 + 18,7 \cdot 0,5^2 - 38,48 \cdot 0,5^3 + 53,85 \cdot 0,5^4 = 5,015$$

$$K_I = \sigma_p \sqrt{h} \cdot Y(\eta) = 126,6 \cdot \sqrt{0,0031} \cdot 5,015 = 35,35 \text{ МПа} \cdot \sqrt{\text{м}}$$

Предел трещиностойкости определяется по формуле

$$I_c = 0,4 \cdot I_c^{(0,5)} \cdot \frac{\alpha_{mp}}{\alpha^{(0,5)}_{mp}} (1 - \eta) Y(h), \quad (3.41)$$

где α_{mp} - степень разрушающих напряжений при текущем значении

$$\alpha_{mp} = 1 - 4\eta(1 - \eta) \left(1 - \alpha^{(0,5)}_{mp} \right), \quad (3.42)$$

Из совместного решения уравнений (3.39) и (3.41) с учётом коэффициента $m_I = 3,411$ в соответствии с равенством (4.1) получим допустимую относительную глубину трещины $\eta_{\text{доп}} = 0,34$.

Графическая иллюстрация совместного решения уравнений приведена на рисунке 3.3.

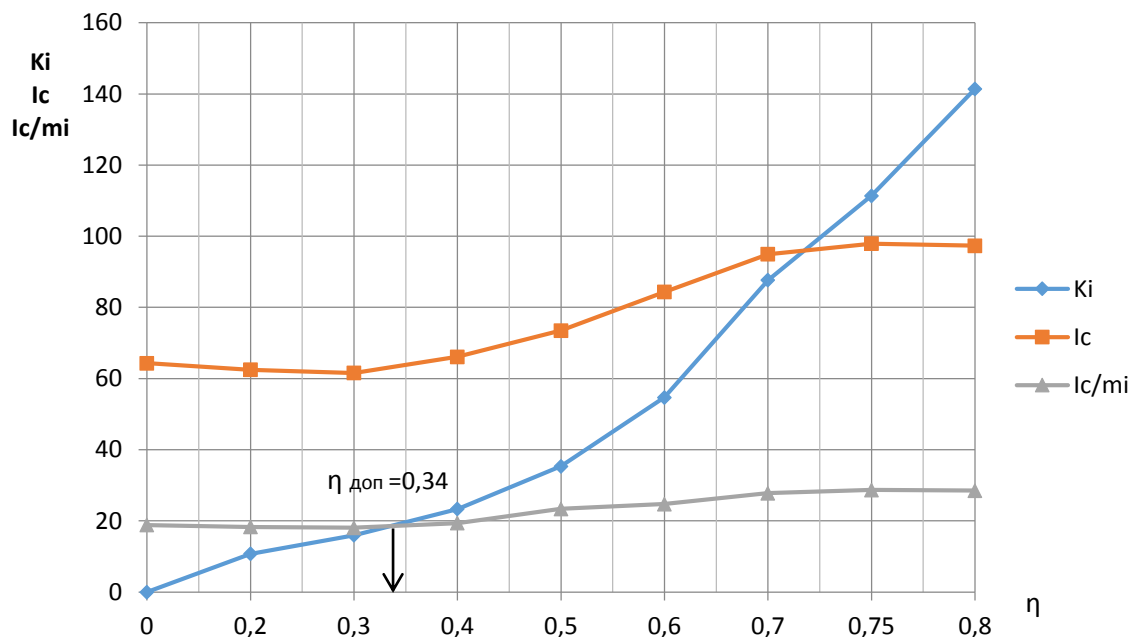


Рисунок 3.3 Графическая иллюстрация совместного решения уравнений 3.39 и 3.41

5 Расчёт критической глубины трещины

Критическая глубина трещины определяется для среднего рабочего давления за исследуемый период.

Рабочие напряжения

$$\sigma_p = \frac{P_{cp} \cdot D_{вн}}{2t_n} = \frac{3,32 \cdot 513}{2 \cdot 8} = 106,4 \text{ МПа} \quad (3.43)$$

Графический метод решения уравнений показан на рисунке 3.4, $\eta_{кр} = 0,76$.

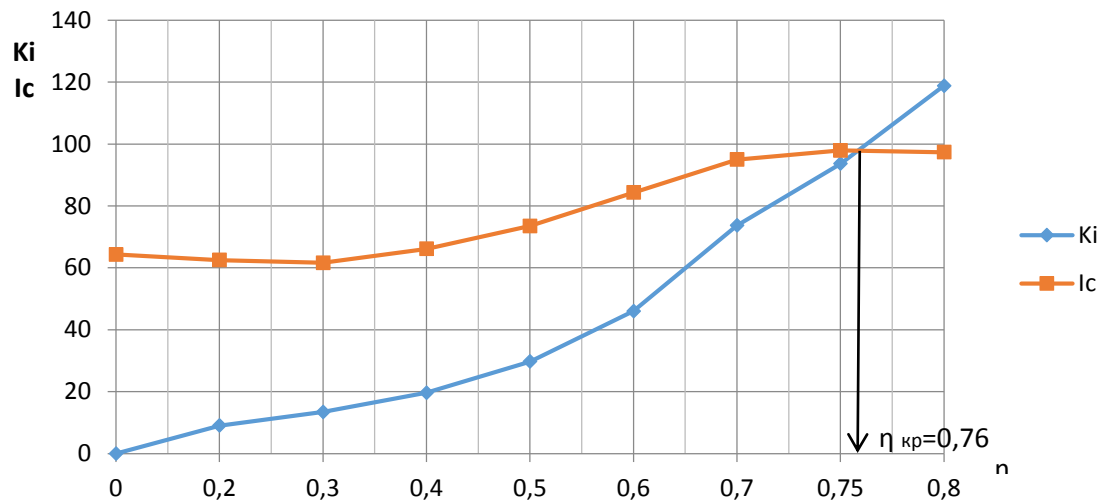


Рисунок 3.4 Графический метод решения уравнений

6 Расчёт остаточного ресурса

Определим остаточный ресурс по времени роста трещины от допустимой глубины до критической при усреднённом максимальном давлении перекачки

$$T_3 = \frac{N_{mp}}{N_p}, \quad (3.44)$$

где N_p - расчётное число циклов перепада рабочего давления за 1 год;

N_{mp} - долговечность труб при циклическом нагружении

$$N_{mp} = \frac{h_0}{h_{кр}} N_0, \quad (3.45)$$

где h_0 - начальная глубина трещины, принимаемой допустимой,

$$h_0 = h_{дон} = \eta_{дон} \cdot \delta = 0,34 \cdot 8 = 2,72 \text{ мм}, \quad (3.46)$$

$$h_{кр} = \eta_{кр} \cdot \delta = 0,76 \cdot 8 = 6,08 \text{ мм}; \quad (3.47)$$

N_0 - предельное число циклов нагружения,

$$N_0 = \frac{h_{кр} - h_0}{c \left[K_{I\varepsilon}^{(0)} \right]^n}, \quad (3.48)$$

где $K_{I\varepsilon}^{(0)}$ - коэффициент интенсивности упругопластических деформаций

$$K_{I\varepsilon}^{(0)} = \left(\frac{K_I^{(0)}}{\sigma_{0,2}} \right)^{\frac{2}{m+1}} = \left(\frac{22,28}{352} \right)^{\frac{2}{0,1668+1}} = 0,0088, \quad (3.49)$$

$K_I^{(0)}$ - коэффициент интенсивности напряжений

$$K_I^{(0)} = \sigma_p \sqrt{h_0} \cdot Y(\eta) = 126,6 \cdot \sqrt{0,00272} \cdot 3,375 = 22,28 \text{ МПа} \times \sqrt{м}, \quad (3.50)$$

$$Y(\eta) = 1,99 - 0,41 \cdot 0,36 + 18,7 \cdot 0,36^2 - 38,48 \cdot 0,36^3 + 53,85 \cdot 0,36^4 = 3,375; \quad (3.51)$$

$$N_0 = \frac{h_{xp} - h_0}{c [K_{I\varepsilon}^{(0)}]^n} = \frac{(6,08 - 2,72) \cdot 10^{-3}}{0,000256 \cdot [0,0088]^{1,1668}} = 3276 \quad (3.52)$$

$$N_{mp} = \frac{h_0}{h_{xp}} N_0 = \frac{2,72}{6,08} \cdot 3276 = 1465 \text{ циклов}, \quad (3.53)$$

$$T_3 = \frac{N_{mp}}{N_p} = \frac{1465}{579} = 2,531 \text{ года}. \quad (3.54)$$

7 Расчёт предельного разрешённого давления

Предельное разрешённое давление:

$$\bar{p}_c = \frac{2\delta}{D_{вн}} \sigma_{\theta c}, \quad (3.55)$$

где $\sigma_{\theta c}$ - разрушающее окружное напряжение для трубы с трещиной

$$\sigma_{\theta c} = \alpha_{mp} \cdot \sigma_{\theta b} (1 - \eta) = 0,917 \cdot 775,7 (1 - 0,36) = 455,3 \text{ МПа} \quad (3.56)$$

где η - относительная глубина трещины

α_{mp} - степень снижения разрушающих напряжений;

$$\alpha_{mp} = 1 - 4\eta(1 - \eta) \left(1 - \alpha_{mp}^{(0,5)} \right) = 1 - 4 \cdot 0,36 (1 - 0,36) (1 - 0,91) = 0,917, \quad (3.57)$$

$\sigma_{\theta b}$ - разрушающее кольцевое напряжение для бездефектной трубы;

$$\bar{p}_c = \frac{2 \cdot 8}{513} \cdot 455,3 = 14,2 \text{ МПа}$$

Выполнены расчеты:

– Прочности КПП СОД

Расчет вероятности отказа стенки магистрального трубопровода с целью определения через, сколько лет произойдет отказ трубопровода в данном месте

при соблюдении данных условий перекачки. Выполнив расчет, установили, что при соблюдении данных условий перекачки отказ не произойдет

Определение остаточного ресурса нефтепроводов по характеристикам трещиностойкости стали определить ресурс трубопровода учитывая дефект, выявленный при диагностике. Выявлено остаточный ресурс по времени роста трещины от допускаемой глубины до критической при усреднённом максимальном давлении перекачки составит 2,5 года. Предельное разрешённое давление 14,2 МПа, необходимо принять меры к устранению дефекта

5. Финансовый менеджмент

Диагностика трубопровода позволит сократить затраты на проведение ремонта после отказа трубопровода. Рассмотрим экономическую эффективность проекта диагностики трубопровода.

Результаты диагностики могут быть использованы для:

- Выявления мест расположения течей (при наличии).
- Установления степени износа стенки трубопроводов, в том числе:
 - участков трубопроводов, имеющие протяженные коррозионные повреждения и требующие вывода из эксплуатации,
 - участков трубопроводов, имеющие ограниченный срок эксплуатации, и определить очередность их капитального ремонта;
 - участков трубопроводов, находящихся в удовлетворительном состоянии,
 - определение интервалов с повышенным уровнем напряжений для проведения профилактических ремонтных работ с целью предупреждения образования течей.

В качестве базы для сравнения принимаем затраты на ремонт в случае обнаружения дефекта при диагностике и затраты на ремонт в случае отказа трубопровода.

В качестве базы для сравнения принять технико-экономические показатели затрат на диагностику трубопровода (см. таблицу 4.1)

Таблица 4.1 Затраты на установку средств очистки и диагностики на напорном нефтепроводе в ценах 2015 г.

Состав затрат	Сумма затрат тыс. р
1. Камера приема скребка (0У-УЗПП-5М-300-8,0Л)	4000
2. Камера запуска скребка (0У-УЗПЗ-5М-300-8,0Л)	
3. Затраты на монтаж и установку	860
4. Щеточный блок (0У-П-300(0001.00.600))	20

5. Ежегодные затраты на обслуживание	50
Итого: затраты на все мероприятия	4300

Таблица 4.2. Затраты на установку средств очистки и диагностики на трех напорных нефтепроводах в ценах 2015 г.

Состав затрат	Кол-во шт.	Сумма затрат тыс. р
1. Камера приема скребка (0У-УЗПП-5М-300-8,0Л)	3	12500
2. Камера запуска скребка (0У-УЗПЗ-5М-300-8,0Л)	3	
3. Затраты на монтаж и установку		3280
4. Щеточный блок (0У-П-300(0001.00.600)	3	50
5. Ежегодные затраты на обслуживание		150

Таблица 4.3 Затраты на ликвидацию отказа трубопровода

Наименование затрат	Стоимость т.р.
Ликвидация отказа	700
Рекультивацию земель	480
Ремонт трубопроводов	45
Потерю (разлив) 20 т нефти	40
Плату штрафа за разлитую нефть на 20 т нефти	5680
Итого	1833

Таблица 4.4 Потребность оборудования необходимого для ремонта врезкой катушки

Наименование	Марка	Кол-во	Цена ед., руб.	Стоимость всего оборудования, руб.	Транспортные расходы, руб.	Стоимость монтажа, руб.	Полная стоимость, руб.
Бульдозер	Komatsu D63E- 12	1	8800000	8800000	176000	440000	9416000
Экскаватор	Daewoo SOLAR L180W-V	1	5500000	5500000	110000	275000	5885000
Сварочная машина	Lincoln Electric Invertec V350- PRO	1	465000	465000	9300	23250	497550

Самосвальная машина	Урал 5557-612174	1	3800000	3800000	76000	190000	4066000
Вахтовая машина	Урал 3255"	1	2800000	2800000	56000	140000	2996000
Трал	КРАЗ 6443-08002	1	2100000	2100000	42000	105000	2247000
Трубоискатель	ТИ-12	1	200000	200000	4000	10000	214000
Ручная шлифовальная машина		1	13000	13000	260	650	13910
Итого:		8					25335460

Таблица 4.5 Расчет амортизационных отчислений для ремонта врезкой катушки

Наименование	Марка	Кол	Полная стоимость , руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
Бульдозер	Komatsu D63E-12	1	9416000	20	1883200
Экскаватор	Daewoo SOLAR L180W-V	1	5885000	20	1177000
Сварочная машина	Lincoln Electric Invertec V350-PRO	1	497550	20	99510
Самосвальная машина	Урал 5557 6121-74	1	4066000	20	813200
Вахтовая машина	Урал 3255	1	2996000	20	599200
Трал	КРАЗ 6443-080 02	1	2247000	20	449400
Трубоискатель	ТИ-12	1	214000	10	21400
Ручная шлифовальная машина		1	13910	10	1391
Итого:		8	25335460		5044301

Далее определяем машино-часы, отработанные оборудованием на объекте по формуле:

$$M = D \times C \times K, \quad (4.1)$$

где D - продолжительность периода, дни;

C - время смены, часы;

Далее определим затраты на оплату труда работников за период ремонта

с учетом премии и районного коэффициента. Расчеты фонда оплаты труда работников сведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 Фонд оплаты труда работающих для врезки катушки по данным за 2016 год

Профессия	Р аз - ря д	К ол - во	Тарифная ставка, руб.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Премия, доплаты и надбавки		Основная ЗП, руб.	Дополнительная ЗП, руб.	рай. коэф. 50% +30 %	Общ. Фонд ЗП, руб.
					%	Сумма				
Мастер	8	1	50,76	1624,32	50	812,16	2436,48	487,30	2339,02	5262,80
Машинист бульдозера	6	1	44,32	1418,24	50	709,12	2127,36	425,47	2042,27	4595,10
Машинист экскаватора	6	1	44,32	1418,24	50	709,12	2127,36	425,47	2042,27	4595,10
Водитель вахтовой машины	5	1	42,76	1368,32	50	684,16	2052,48	410,50	1970,38	4433,36
Водитель самосвальной машины	4	1	41,22	1319,04	50	659,52	1978,56	395,71	1899,42	4273,69
Электросварщик	6	2	44,32	2836,48	50	1418,32	3545,6	709,12	3403,78	7658,50
Дефектоскопист	6	1	44,32	1418,24	50	709,12	2127,36	425,47	2042,27	4595,10
Итого		8								35413,7

Зная общий фонд заработной платы, рассчитаем величину отчислений на социальные нужды ЕСН, который составляет 26%.

ЕСН для врезки катушки = $35413,7 \cdot 26/100 = 9207,6$ руб.

Далее определим стоимость основных и вспомогательных материалов для обоих вариантов.

Таблица 4.7 Статья материалы врезки катушки по данным за 2016 год

Наименование материалов	Кол-во	Цена, руб.	Сумма, руб.
Катушка, кг	1	950000	950000
Изоляционная пленка, кг	60	435	26100
Электроды 3 мм, кг	2,5	225	562,5
Электроды 5 мм, кг	15	195	2925
Праймер, кг	5	237	1185
Круги отрезные, шт.	1	90	90
Круги шлифовальные, шт.	2	90	180
Абразивная дробь, кг	500	60	30000
Итого:			1011042,5
Транспортные расходы, 5%			50552,1
Итого с учетом транспортных расходов:			1061594,6

Прочие расходы включают в себя: ремонт оборудования, накладные расходы, содержание АУП и т.д. и составляют 40% от прямых затрат.

Заключительный сравнительный анализ методов ремонта представлен в таблице 4.8.

Таблица 4.8 Смета затрат на устранение дефектов участка нефтепровода

№	Наименование статей	Врезка катушки	
		тыс. руб.	уд. вес, %
1	Материальные	1061,6	66,2
2	Оплата труда	35,4	2,2
3	ЕСН	9,2	0,6
4	Амортизация	39,0	2,4
5	Прочие затраты	458,1	28,6
	Всего затрат:	1603,3	100

Итог: Затраты на устранение дефекта методом врезки катушки 1603,3 тыс. руб.

Затраты на устранение дефекта при отказе трубопровода:

$1603,3 + 1833 = 3436,3$ тыс. руб.

Дополнительная прибыль валовая составит:

$P_v = 3436,3 - 1603,3 = 1833$ тыс. руб.

Прибыль чистая составит:

$$Пч = Пв - 24\% = 1833 - 24\% = 1393,08 \text{ тыс. руб.}$$

Вывод по главе 4: экономический расчет показал, что ремонт после проведения диагностики трубопровода является более выгодным ремонтом чем ремонт вызванный отказом трубопровода. Техничко-экономические показатели представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 Техничко-экономические показатели вариантов ремонта

Показатели	Ед. изм.	Врезка катушки	Врезка катушки в случае отказа трубопровода
Продолжительность ремонта	дни	2	2
Численность работников	чел.	8	8
Трудоемкость	чел^час	128	128
Смета затрат, всего:	тыс. руб.	1603,3	1603,3
в том числе			
- материальные затраты	тыс. руб.	1061,6	1061,6
- оплата труда	тыс. руб.	35,4	35,4
- ЕСН	тыс. руб.	9,2	9,2
- амортизация	тыс. руб.	39,0	39,0
- прочие затраты	тыс. руб.	458,1	458,1
Прирост прибыли валовой	тыс. руб.	1740,1	1740,1
Прирост прибыли чистой	тыс. руб.	1322,5	1322,5
Затраты на ликвидацию отказа трубопровода	тыс. руб.	-	1833

6. Социальная ответственность

Анализ производственных опасностей и охраны труда при эксплуатации магистральных трубопроводов будут рассмотрены в данном разделе.

6.1. Производственная безопасность

Рассмотрим опасные и вредные факторы, которые возникают при обслуживании оборудования на магистральном нефтепроводе.

Взрывопожароопасность производства

Пожароопасность и взрывоопасность технологических процессов, проводимых при перекачке нефти, в значительной степени определяется физико-химическими свойствами перекачиваемых нефтепродуктов.

Нефть и нефтепродукты обладают высокой испаряемостью. Испарение происходит вследствие неполной герметизации насосов, фланцевых соединений, задвижек и другого технологического оборудования. Пары нефтепродуктов обладают достаточной летучестью, что позволяет им в короткое время достигать мест расположения электрооборудования и оборудования КИПиА. Вследствие своей способности накапливаться в пониженных местах из-за большей, по сравнению с воздухом, плотности, пары нефтепродуктов могут достигать взрывопожароопасных концентраций. Все эти свойства нефти при наличии источника воспламенения могут привести к возникновению пожара или взрыва.

Взрыво - и пожароопасные свойства нефти приведены в таблице 5.1

Таблица 5.1 – Взрыво - и пожароопасные свойства нефти [1]

Наименование вещества	ПДК, мг/м ³ по ГН 2.2.5.1313-03	Класс опасности по ГН 2.2.5.1313-03	Температура, К по ГОСТ Р 51330.13-99		Предел взрываемости, % об по	
			вспышки	самовоспламенения	НКПР П	ВКП РП
Нефть	100	4	27	300	0,76	5,16

Токсичность

Вредные вещества, входящие в состав нефтепродуктов, могут при несоблюдении правил обращения с ними вызвать отравление. Наиболее характерные признаки отравления: слабость, повышенная утомляемость; головная боль, усиливающаяся во время работы; тревожный сон; раздражительность; головокружение; неприятные ощущения в области сердца; рассеянность; забывчивость и другие.

Наркотическое действие углеводородов нефти, из которых состоят нефтепродукты, может привести к последующим травмам или тяжелым заболеваниям.

Характерные вредные свойства нефти согласно ГН 2.2.5.1313-03 приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Характерные вредные свойства нефти [2]

Наименование вещества	ПДК, мг/ м ³	Класс опасности
Нефть	300	4

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды. В процессе трудовой деятельности возможно выделение в окружающую среду паров сероводорода, попутного газа из нефтяных скважин Физико-химическая природа фактора - смесь различных газообразных углеводородов растворенных в нефти выделяются в процессе добычи скважиной жидкости. Приведение допустимых норм с необходимой размерностью

Таблица 5.3 - Предельно допустимые концентрации вредных веществ

название элемента	Величина ПДК мг/м ³	агрегатное состояние	класс опасности
сероводород	10	п	2
сероводород в смеси с углеводородом	3	п	3
сероуглерод	1	п	3
метан	5	п	3
пропан	10	п	3

На быстроту поступления паров нефтепродуктов из воздуха в кровь влияет их растворимость в воде, близкая к растворимости в крови. Нефтепродукты практически нерастворимы в воде. Углеводороды способны растворяться в поту и жировом покрове кожи, а затем всасываться через кожу и поступать в кровь.

Предлагаемые средства защиты (коллективные и индивидуальные) для минимизации воздействия фактора. Средства защиты (коллективные и индивидуальные) для минимизации воздействия фактора. Применение газоанализатора, по принципу действия средства защиты органов дыхания делятся на фильтрующие (Ф) и изолирующие (И), а по применению — на индивидуальные и аварийные. К индивидуальным относятся фильтрующие промышленные противогазы, противопылевые респираторы и т. п., выдаваемые для пользования каждому лицу, обслуживающему газоопасные объекты. К аварийным газозащитным средствам относятся фильтрующие и шланговые противогазы, воздушные, дыхательные и изолирующие кислородно-дыхательные аппараты, хранящиеся на каждом газоопасном объекте в специальном ящике или шкафу с пломбой, которые могут быть применены в аварийной обстановке (загазованности, пожаре), при оказании помощи пострадавшим. После применения этих противогазов аварийный запас должен быть восстановлен.

Вредное воздействие шума и вибрации

Технологические процессы при перекачке нефти, характеризуются шумом и вибрацией. К источникам шума и вибрации относятся насосы, элементы вентиляционных систем, трубопроводы для перемещения нефтепродуктов, электродвигатели и другое технологическое оборудование.

Нормирование шума на рабочих местах, общие требования к шумовым характеристикам агрегатов, механизмов и другие оборудования устанавливаются по СН 2.2.4/2.1.8.566-96 и СН 2.2.4/2.1.8.562-96 .

Уровень звука в нефтяной насосной – 90 дБ, что превышает допустимый по норме уровень звука в 85 дБ. Обслуживающий персонал работает в наушниках или берушах.

Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты.

Защита от статического и атмосферного электричества

Согласно ГОСТ 12.4.124-83 [6] все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования должны быть заземлены.

Общие положения по защите от статического электричества изложены во «Временных правилах защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности» [7]:

- технологическое оборудование и трубопроводы для предотвращения опасностей, связанных с искровыми разрядами статического электричества, должны быть заземлены. Максимальное сопротивление контура заземления от статического электричества не должно превышать 100 Ом;

- предусмотрена защита технологических установок производственных зданий и сооружений от электрической и электромагнитной индукции.

От прямых ударов молний сооружения защищены специально установленными молниеотводами.

Молниеотвод состоит из трех частей: молниеприемника, токоотвода и заземления. Для устройства молниеотвода использовано оцинкованное железо. Основные преимущества железа: высокая температура плавления и относительно низкая стоимость.

Меры борьбы с электротравматизмом

Для предотвращения электротравматизма принимаются различные меры защиты. Для обеспечения техники безопасности при эксплуатации электроустановок необходимо принять следующие меры:

- выбор схемы электроснабжения потребителей электроэнергии, которая обеспечивает их надежную работу;

- выбор электрооборудования, проводов и кабелей, а также способов их установки и прокладки с учетом условий среды, в которой они эксплуатируются;

- расчетные токовые нагрузки не должны превышать максимально допустимые токовые нагрузки на выбранные сечения проводов и кабелей;

- аппараты, приборы, провода, шины и конструкции должны соответствовать нормальным условиям работы

- заземления электрооборудования должны обеспечивать безопасность обслуживающего персонала при эксплуатации и ремонте электроустановок, при мощности источника более 100 кВт, сопротивление заземления должно составлять 10 Ом, согласно ПУЭ [9].

Применение защитного заземления в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81 [8] является обязательным в помещениях с повышенной опасностью или особо опасных при номинальном напряжении электроустановки выше 42 В переменного или 110 В постоянного тока. Во взрывоопасных помещениях защитное заземление выполняется независимо от величины напряжения

Электробезопасность

В состав объектов создающих электроопасность входят объекты с различной степенью опасности. Насосный цех имеет в своём составе электродвигатели использующие для работы электроток напряжением 2500 В. Данные насосные цеха относятся к помещениям с повышенной опасностью, так

как характеризуются наличием токопроводящих полов, возможностью одновременного прикосновения к металлическому корпусу электрооборудования и соединёнными с землёй металлоконструкциями здания, машин и аппаратуры.

Поражение электрическим током возникает при контакте человека с токоведущими частями основного и вспомогательного оборудования под напряжением. При пробое воздушного зазора (пробивное напряжение воздуха 30 кВ/см), и замыкании электрических искр и дуг на человека, появлении напряжения на поверхности земли во время растекания тока через место замыкания на землю и нахождении человека в электрическом поле (поражение шаговым напряжением), при возникновении опасного напряжения на металлоконструкциях (пробой на корпус), с которыми соприкасается человек.

Микроклиматические условия на производстве

Санитарными нормами проектирования промышленных предприятий и СП 52.13330.2011[10] регламентируются нормы температуры, влажности, скорости движения воздуха в производственных помещениях, в зависимости от них определяется категория работ в данном помещении.

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.

Источник возникновения фактора – работа на открытом воздухе в зимний и летний период: высокие температуры в тёплый период года, низкие температуры в холодный период года.

Таблица 5.4 - Режим работ на открытой территории в климатическом регионе (работы категории а II - б II)

Температура воздуха, °С	Скорость ветра, м/с											
	1		2		4		6		8		10	
	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б
-10	не регламентируется*						168	1	121	1	92	2
-15	200	1	170	1	127	1	107	1	85	2	70	2
-20	117	1	104	1	84	2	71	2	58	3	49	3
-25	82	2	76	2	64	3	54	3	47	3	40	4
-30	65	3	60	3	52	3	45	4	39	4	34	5
-35	52	3	49	3	43	4	38	4	33	5	29	5
-40	44	4	41	4	37	4	32	5	29	5	25	6
-45	38	4	36	4	32	5	29	5	26	6	20	7

* Отдых по причине физической усталости вследствие возможного перегревания следует проводить в теплом помещении

Предлагаемые средства защиты (коллективные и индивидуальные) для минимизации воздействия фактора – Работающие на открытой территории в холодный период года должны быть обеспечены комплектом СИЗ от холода, имеющим теплоизоляцию.

Освещенность

Неправильная освещенность, наличие бликов, недостаточная освещенность могут привести к повышенной утомляемости, снижению

внимания и, как следствие, могут служить предпосылкой к производственному травматизму или несчастному случаю. Длительная работа в условиях недостаточной освещенности может привести к потере остроты зрения. В соответствии со СП 52.13330.2011[10] на все производственные объекты устанавливается освещенность рабочих мест.

Средства индивидуальной защиты

Для защиты работающих от производственных воздействий служат средства индивидуальной защиты, к которым относятся спецодежда, специальная обувь, средства защиты органов человека от вредных производственных факторов и предохранительные приспособления. Вид средств индивидуальной защиты диктуется спецификой выполняемой работы и метеорологическими условиями.

Защитные средства (очки, каски, противогазы, респираторы и др.) и предохранительные приспособления выдаются работникам в зависимости от характера и условий выполняемых работ.

Например, машинисту технологических насосов должна быть выдана следующая спецодежда согласно таблице 3.5.

При поступлении на работу, а затем в соответствии с установленной периодичностью работники цехов и служб проходят следующие виды инструктажей:

- вводный (при поступлении на работу, проводится инженером по охране труда и технике безопасности);
- первичный (на рабочем месте, проводится непосредственным начальником или ИТР цеха, службы);

- теоретическое и производственное обучение (стажировка под руководством квалифицированного работника, с последующей проверкой знаний в квалификационной комиссии);

- повторный инструктаж;
- внеплановый (внеочередной) инструктаж;
- целевой (разовый) инструктаж;

Объем, оформление и периодичность инструктажей соответствуют «Единой системе управления охраной труда в газовой промышленности»

Таблица 5.5 – Нормы выдачи спецодежды работникам.

Наименование	Единицы	Кол-во	Месяц
Костюм летний	комплект	1	12
Костюм зимний	комплект	1	18
Костюм противознцифалитный	комплект	1	36
Футболка	штук	2	24
Белье нательное утепленное	комплект	2	24
Сапоги	пара	1	12
Сапоги зимние	пара	1	12
Сапоги резиновые морозоустойчивые	пара	1	12
Каска защитная желтая	штук	1	36
Подшлемник летний	штук	1	12
Подшлемник зимний	штука	1	12
Перчатки шерстяные	пара	6	12
Перчатки морозоустойчивые	пара	4	12
Наушники	пара	1	36

6.2. Экологическая безопасность

В процессе работы возможно выделение в окружающую среду нефти, нефтерпродуктов (нефтяной эмульсии). В настоящее время существует выбор различных методов по снижению и предотвращению нефтяных загрязнений окружающей среды. В общем виде можно представить их классификацию следующим образом:

- механический - рекультивация загрязненных нефтью почв и грунтов
- физико-химический - Физико-химические методы удаления загрязнений почвы нефтью включают:
 - сжигание почвы,
 - промывка почвы,
 - сорбция нефтепродуктов с поверхностного слоя почвы,
 - электрохимическая очистка почвы и др.
- микробиологический - внесение в почву размельченных гребней и выжимок винограда, содержащих популяции дрожжей (*Candida*).
- агротехнический - мероприятий, который включают вспашку и рыхление нефтезагрязненной почвы, внесение минеральных удобрений и проведение мелиоративных работ на загрязненной территории, а также посев сидеральных культур.

6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации на магистральном нефтерповоде, которые могут возникнуть при эксплуатации нефтерповодов:

Порыв в нефтесборном коллекторе, влекущий за собой розлив нефти, устраняется путем отсечения аварийного участка, установкой герметизирующих устройств.

Выброс – розлив нефти, остановка скважины.

Все объекты ОПО находятся под контролем автоматических устройств, в зданиях и сооружениях установлены противопожарные системы, устройства контроля содержания горючих газов в воздухе. Системы аварийного отключения электричества, освещение на объекте установлено во взрывозащищенном исполнении.

План ликвидации аварий (ПЛА) должен быть составлен на каждый взрывопожароопасный объект или его взрывопожароопасный участок, цех и т.п.

В ПЛА должны предусматриваться:

- Возможные аварии, места их возникновения и условия, опасные для жизни людей;
- Мероприятия по спасению людей, застигнутых аварией;
- Мероприятия по ликвидации аварий в начальной стадии их возникновения, а также первоочередные действия производственного персонала при возникновении аварий;
- Места нахождения средств, для спасения людей и ликвидации аварий;
- Порядок взаимодействия с газоспасательными, пожарными и противодиванными отрядами. Порядок действия в случае ЧС

Порядок действия в случае ЧС

В случае возникновения ЧС работник должен ЗНАТЬ И ПОМНИТЬ ПЛАН ОКАЗАНИЯ ПЕРВОЙ ПОМОЩИ, УМЕТЬ ПОЛЬЗОВАТЬСЯ ПЕРВИЧНЫМИ СРЕДСТВАМИ ПОЖАРОТУШЕНИЯ.

Действия при ЧС:

Связаться с диспетчером, начальником смены - сообщить: место, время, ФИО, краткое описание, состояние пострадавших, при необходимости организовать встречу карете скорой помощи, пожарной машине, военизированной противодиверсионной службе.

1) Прекратить все работы на территории участка и прилегающей территории.

2) Принять меры по выводу людей в безопасное место.

3) Оказать первую медицинскую помощь пострадавшим от аварии.

4) При необходимости вызвать скорую помощь, или организовать вывоз пострадавших в медсанчасть.

5) Оповестить начальника смены, руководство и пожарной охраны о возникновении фонтана, пожара.

6) Остановить двигатели внутреннего сгорания.

7) Отключить силовые линии, освещение. Отключение электроэнергии производится за пределами загазованной зоны.

8) Потушить технические и бытовые топки.

На территории, которая может быть загазованной, запретить производство сварочных работ, курение и другие действия, ведущие к возникновению искры.

9) Запретить движение транспорта на территории, прилегающей к кустовой площадке, для чего выставить запрещающие знаки и посты охраны.

10) При необходимости принять меры по предотвращению растекания нефти и нефтесодержащих продуктов.

11) Определить и контролировать через час наблюдений загазованность территории и подъездных путей. Сообщать в ЦПДС результаты наблюдения.

12) Дальнейшие работы по ликвидации ЧС проводить под руководством штаба по специальному плану.

По возможности сохранить в первоначальном виде детали, обломки на месте ЧС для дальнейшего расследования.

6.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Настоящий коллективный договор разработан в соответствии с Трудовым кодексом Российской Федерации, иными федеральными законами, нормативными правовыми актами Российской Федерации, содержащими нормы трудового права.

Работодатель обязуется:

Обеспечить здоровые и безопасные условия труда работникам на основе комплекса социально-трудовых, организационно-технических, лечебно-профилактических и санитарно-гигиенических мероприятий в соответствии с действующим законодательством и настоящим коллективным договором.

Не применять каких-либо мер дисциплинарного воздействия в отношении работников, отказавшихся от выполнения работ в случае возникновения опасности для их жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда либо выполнения тяжелых работ и работ с вредными и (или) опасными условиями труда, не предусмотренных трудовым договором.

Применять дисциплинарные взыскания или иные меры воздействия к работникам, нарушающим правила охраны труда, вплоть до расторжения трудового договора согласно действующему законодательству.

Обеспечить проведение поэтапной аттестации рабочих мест по условиям труда. Обеспечить участие представителей Профкома в комиссиях по аттестации рабочих мест.

Организовать проведение за счет собственных средств обязательных предварительных (при поступлении на работу) и периодических (в течении трудовой деятельности) медицинских осмотров (обследований) работников в соответствии с медицинскими рекомендациями, с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка на время прохождения указанных медицинских осмотров (обследований).

Не допускать работников к выполнению ими трудовых обязанностей без прохождения в установленные сроки обязательных медицинских осмотров (обследований), а так же в случае медицинских противопоказаний.

Организовать профессиональную переподготовку и предоставление другой работы (при её наличии) работникам, имеющим медицинское противопоказание по прежней должности.

Общество обязуется в пределах сметы:

1. Обеспечить реализацию дополнительных, в связи с работой и проживанием в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, льготы работникам и членам их семей.

2. Оплачивать один раз в два года работнику и неработающим членам его семьи (мужу, жене, несовершеннолетним детям) проезд к месту использования отпуска работника в пределах территории Российской Федерации и обратно независимо от времени использования отпуска.

Оплату проезда в отпуск и обратно неработающим членам семьи работника производить при условии их проживания в местности приравненной к районам Крайнего Севера. Кроме того, оплате также подлежит проезд к месту использования отпуска в пределах Российской Федерации и обратно супруга (супруги) работника, в том числе состоящих в трудовых отношениях, и несовершеннолетних детей при использовании отпуска, в том числе и не в месте использования отпуска работником, при условии их проживания с работником в местности, приравнённой к районам Крайнего Севера. Выплачивать единовременную материальную помощь в качестве возмещения вреда, причиненного работникам в результате несчастных случаев или острых профессиональных заболеваний при исполнении им своих трудовых обязанностей, в размерах превышающих установленные действующим законодательством РФ. Рабочие места, оборудование основного и вспомогательного назначения, органы ручного управления, средства воспроизводства и отображения информации, рабочий стул и подставка для ног, средства технологической и организационной оснастки должны обеспечивать безопасность, быстроту, а так же удобство в обращении и в экономии трудового времени при техническом обслуживании оборудования, при работе в нормальном и аварийном режиме должны выполнять требования действующих нормативных документов, касающихся общих эргономических требований, принципов и методов эргономической оценки рабочих мест для выполнения работ сидя и стоя, технической эстетики и промышленного дизайна. Проектировка конструкций и расположении аварийных органов управления а так же органов управления, не преднамеренное включение которых повлекут за собой возникновение опасной ситуации, должны быть исключены от возможного непроизвольного включения или выключения (использование защитных скоб, фиксаторов, предохранительных устройств, блокировка, заглубление и т.д.). Для удобства пользования средства воспроизводства и отображения информации группируются и располагаются в соответствии с частотой и последовательностью их использования; основные,

ведущие – располагаются в центре пульта перед глазами, с отклонением от нормальной линии взгляда по вертикали и по горизонтали в пределах не более 15 градусов. На рабочем месте, предназначенном для работ в положении стоя, производственное оборудование должно иметь пространство для стоп высотой не менее 150 мм, глубиной - не менее 150 мм и шириной не менее 530 мм. На рабочем месте, предназначенном для работ в положении сидя, производственное оборудование и рабочие столы должны иметь пространство для размещения ног высотой - не менее 600 мм, глубиной - не менее 450 мм на уровне колен и 600 мм на уровне стоп, шириной - не менее 500 мм. Конструкция рабочего стула (кресла) должна обеспечивать поддержание основной рабочей позы, не затруднять выполнение рабочих операций, создавать условия для изменения рабочей позы и соответствовать физиолого-гигиеническим требованиям к конструкции рабочих стульев:

- рабочий стул (кресло) должен быть подъемно - поворотным с регулируемым по высоте сиденьем и спинкой;
- при необходимости должны регулироваться и другие параметры стула (высота подлокотников, подголовников);
- регулирование параметров элементов стула (кресла) должно осуществляться простыми и быстрыми движениями, плавно или ступенчато, с шагом для линейных параметров 14 - 20 мм, для угловых - 2 - 5 град.;
- фиксация в каждом из положений должна быть надежной;
- усилия, прилагаемые при регулировке параметров, не должны превышать 20 Н;
- обивка сиденья, спинки, подлокотников должна быть полумягкой, ее поверхность нескользящей, не электризующейся, воздухопроницаемой, легко очищаемой от загрязнений;
- для кратковременного использования (5 - 10 мин.) можно применять полужесткие стулья с плоским горизонтальным сиденьем и профилированной спинкой, а также различного типа табуреты.

– Рабочее место, предназначенное для работ в положении стоя, следует оснащать сиденьем-поддержкой с целью разгрузки ног за счет опоры туловища на сиденье, стулом для отдыха, а также подставкой для ног рациональной конструкции.

– Территория на котором находится рабочая зона объекта, пути проезда, участки переходов и подходов к ним, в темное время оборудуются освещением, отопительные элементы должны поддерживать температуру воздух в допустимых пределах, исправное освещение и заземления электроприборов и оборудования.

– Между отдельными механизмами расстояние должно быть не менее 1м, а рабочие проходы шириной - 0,75м. Для агрегатов, а так же передвижных и блочно – модульных установок рабочие проходы должны иметь ширину не менее 0,5м. Объекты, для обслуживания которых требуется подъем рабочего на высоту до 0,75м оборудуются ступенями, а на высоту свыше 0,75м – лестницами с перилами. Маршевые лестницы должны иметь уклон не более 60 градусов, ширина лестниц должно быть не менее 65см, у лестницы для переноса тяжести не менее 1м. Ступени должны быть расположены по высоте на расстоянии не более двадцати пяти сантиметров. Ступени должны иметь уклон вовнутрь 2-5 градусов. С обеих сторон ступени должны иметь боковые планки. Рабочие площадки должны иметь настил, выполненных из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном ВКР рассмотрен выбор оптимального метода обнаружения трещин магистрального нефтепровода с целью повышения его надежности и безопасной работы оборудования.

Рассмотрено Характеристика нефтепровода, Характеристика КПП СОД. Выполнен обзор дефектов на линейной части. Порядок и методика ремонтов дефектов трубопровода

В расчетной части рассмотрены: методы контроля, порядок проведения работ по диагностированию, организация пропуска внутритрубных снарядов, технические средства диагностирования

Выполнены расчеты:

- Расчет прочности КПП СОД
- Расчет прочности трубопровода
- Расчет вероятности отказа стенки трубы магистрального трубопровода

Определение остаточного ресурса нефтепроводов по характеристикам трещиностойкости стали.

В разделе Финансовый менеджмент рассмотрена экономическая эффективность затрат на диагностику в сравнении с затратами на ликвидацию отказа трубопровода

В разделе Социальная ответственность рассмотрена производственная безопасность, экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях, Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Черняев К.В., Белкин А.А. Комплексный подход к проведению диагностики магистральных нефтепроводов.// Трубопроводный транспорт нефти: ТрансПресс, 1999. - №6. С.24-30.
2. Черняев К.В. Анализ возможностей внутритрубных снарядов различных типов по обнаружению дефектов трубопроводов.// Трубопроводный транспорт нефти: ТрансПресс, 1999. - №4. С.27-33.
3. Ю.В.Лисин и др. Определение оптимального метода устранения дефектов при капитальном ремонте нефтепроводов.// Трубопроводный транспорт нефти: ТрансПресс, 1999. - №4. С.24-26.
4. Диагностические устройства «Ультраскан CD».// Трубопроводный транспорт нефти: ТрансПресс, 2000. - №4. С.43-44.
5. РД 153-39-030-98. Методика ремонта дефектных участков магистральных нефтепроводов по результатам внутритрубной диагностики. М.- 1997 г.
6. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы.М.- 1997 г.
7. Регламент взаимоотношений ОАО АК «Транснефть», ОАО МН т ОАО ЦТД «Диаскан» при диагностике и представлении результатов. АК «Транснефть». М.- 2000г.
8. Регламент организации производства работ в охранной зоне нефтепроводов. АК «Транснефть». М.- 2000 г.
9. РД 153-39.4-035-99. Правила технической диагностики магистральных нефтепроводов внутритрубными инспекционными снарядами. М.-1999 г.
10. СНИП 2.04.12-86. Расчет на прочность стальных трубопроводов. М.- 1986 г.
11. Система организации работ по охране труда и промышленной безопасности на нефтепроводном транспорте (СОРОТ).М.- 1999 г.

12. ВНПБ-****2000. Пожарная безопасность объектов магистральных нефтепроводов. М.-2000 г.

13. Регламент оформления нарядов-допусков на огневые, газоопасные и другие работы повышенной опасности на взрывоопасных и пожароопасных объектах МН дочерних акционерных обществ ОАО АК «Транснефть». М.-2000 г.

14. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. - М., 2013. - 78 с.

15. СП 12-136-2002 Решения по охране труда и промышленной безопасности в проектах организации строительства и проектах производства работ. - М., 2003. - 5 с.

16. ПБ 03-585-03 Правила устройства и безопасности эксплуатации технологических трубопроводов. - М., 2003. - 70 с.

17. ОТТ-75.180.00-КТН-370-09 Камеры запуска и приёма средств защиты и диагностики линейной части магистральных нефтепроводов. Общие технические требования. - М., 2000. - 74 с.

18. ОР-75.180.00-КТН-018-10 Регламент очистки магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ). Регламент очистки магистральных нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ). - М., 2009. - 96 с.

19. ОР-19.100.00-КТН-020-10 Регламент внутритрубной диагностики магистральных нефтепроводов. - М., 2010. - 219 с.

20. ОР-15.00-45.21.30-КТН-003-1-01 Регламент организации производства ремонтных и строительных работ на объектах магистральных нефтепроводов. - М., 2001. - 170 с.

21. Федеральный закон №116-ФЗ от 21.07.97г. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

22. СанПиН 2.2.3.1384-03 Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ. - М., 2003. - 28 с.

23. СНиП 23-05-95 Освещение. - М., 1995. - 56 с.

24. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. - М., 1996. - 19 с.

25. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. - М., 1996. - 28 с.

26. Трудовой кодекс Российской Федерации. Кодекс 197-ФЗ- М., 2002. - 87с.

27. Романюк В.Б. Методические указания для выполнения раздела ВКР «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, и ресурсосбережение»

28. В.Н. Извеков, М.Э. Гусельников, Н. В. Крепша, В.Ф. Панин Методические указания по разработке раздела «Производственная и экологическая безопасность» выпускной квалификационной работы для студентов заочного и очного обучения всех направлений и специализаций. - Томск: Изд. ТПУ, 2006. – с.

29. Рафиков С.К. Расчет вероятности отказа стенки трубы магистрального трубопровода УГНТУ Уфа 2002г

30. Рафиков С.К. Расчет остаточного ресурса нефтепроводов по малоцикловой долговечности стали труб УГНТУ Уфа 2002г

31. Рафиков С.К. Расчет остаточного ресурса нефтепроводов по характеристикам трещиностойкости стали УГНТУ Уфа 2002г

32. ППР на МН УБКУА, участок Юргамыш – Ленинск, НПС «Еткуль», Ду1200, по подключению вновь построенных КППСОД 1113,2/1125,8 км.