

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ /А. Н. Сокольников

«    »                    2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Реконструкция участка линейной части нефтепровода

Руководитель

доцент, канд. техн. наук В. И. Верещагин

Выпускник

Д. О. Бадлуев

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:  
«Реконструкция участка линейной части нефтепровода»

Консультанты по  
разделам:

Экономическая часть

И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е. В. Мусияченко

Нормоконтролер

О. Н. Петров

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа (ВКР) по теме «Реконструкция участка линейной части нефтепровода» содержит 74 страницы текстового документа, 36 использованных источников, 2 рисунка, 16 таблиц, 6 листов графического материала.

### РЕКОНСТРУКЦИЯ, МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД, ЛИНЕЙНАЯ ЧАСТЬ.

Объект ВКР: участок линейной части нефтепровода.

Цель ВКР: разработать проект мероприятий по реконструкции участка линейной части магистрального нефтепровода, предназначенного для работы с более высоким рабочим давлением.

Для достижения данной цели необходимо решить следующие задачи.

1. Проанализировать информацию о существующем объекте.
2. Разработать план мероприятий по реконструкции объекта.
3. Выполнить расчеты на прочность, деформацию и общую устойчивость.
4. Определить капитальные вложения на реконструкцию участка линейной части нефтепровода.

Технологическая часть дипломного проекта содержит сведения о районе строительства, план мероприятий по реконструкции, а также проведены расчеты прочностных характеристик трубопровода и сварочно-монтажных работ.

В разделе «Безопасность и экологичность» приведен анализ вредных и опасных факторов, действующих на участников выполнения работ, а также указаны методы и средства защиты от производственных опасностей.

В экономической части работы произведен расчет капитальных вложения на реконструкцию.

Проведение реконструкции магистрального нефтепровода позволит обеспечить надежную эксплуатацию нефтепровода, улучшит его технические характеристики и продлит срок его службы.

## СОДЕРЖАНИЕ

Реферат.....	3
Введение.....	6
Основная часть.....	7
1 Характеристика района строительства.....	7
1.1 Административное положение.....	7
1.2 Характеристика труб и свойства перекачиваемой нефти.....	7
1.3 Климатическая характеристика.....	9
2 Технологическая часть.....	10
2.1 Подготовительные работы.....	10
2.2 Погрузочно-разгрузочные работы.....	12
2.3 Входной контроль труб.....	13
2.4 Земляные работы.....	15
2.5 Сварочно-монтажные работы и контроль качества сварных соединений.....	16
2.6 Изоляция стыков трубопровода.....	18
2.7 Контроль качества изоляции трубопровода.....	20
2.8 Очистка полости трубопровода и гидроиспытания.....	23
3 Расчетная часть.....	25
3.1 Определение толщины стенки трубопровода.....	25
3.2 Проверка толщины стенки трубы нефтепровода.....	27
3.3 Проверка нефтепровода на прочность, деформацию и общую устойчивость.....	29
3.4 Расчет сварного шва.....	40
4 Безопасность и экологичность.....	48
4.1 Анализ вредных и потенциально опасных факторов.....	48
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению	

безопасности работ.....	50
4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	51
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	53
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	54
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях...	55
4.7 Экологичность проекта.....	57
5 Экономическая часть.....	59
5.1 Затраты на аренду техники и основного оборудования.....	59
5.2 Затраты на вспомогательное оборудование.....	61
5.3 Расчет водопотребления на хозяйственно – питьевые нужды.....	62
5.4 Расчет стоимости горюче-смазочных материалов.....	63
5.5 Затраты на материалы и оборудование для монтажа.....	64
5.6 Заработная плата рабочих и страховые взносы.....	65
5.7 Смета затрат.....	67
Заключение.....	69
Список сокращений.....	71
Список использованных источников.....	72

## ВВЕДЕНИЕ

Сети магистральных трубопроводов являются важной частью российского топливно-энергетического комплекса, однако большинство нефтепроводов на сегодняшний день находятся в эксплуатации продолжительное время, поэтому обеспечение бесперебойной работы нефтепроводного транспорта, поддержание его надежного и безопасного функционирования входят в список приоритетных задач эксплуатации нефтепроводной системы.

Реконструкция обеспечивает улучшение технико-экономических показателей, эффективную и безопасную работу магистрального нефтепровода. и предполагает проведение таких мероприятий как: изменение класса прочности материала трубопровода, изменение толщины стенки трубы, повышение рабочего давления.

Объект ВКР: участок линейной части нефтепровода.

Цель ВКР: разработать проект мероприятий по реконструкции участка линейной части магистрального нефтепровода, предназначенного для работы с более высоким рабочим давлением.

Для достижения данной цели необходимо решить следующие задачи.

1. Проанализировать информацию о существующем объекте.
2. Разработать план мероприятий по реконструкции объекта.
3. Выполнить расчеты на прочность, деформацию и общую устойчивость.
4. Определить капитальные вложения на реконструкцию участка линейной части нефтепровода.

В данном случае реконструкция участка магистрального нефтепровода заключается в улучшении технических характеристик существующего трубопровода, путем прокладки трубопровода подземным методом с повышенными прочностными характеристиками, предназначенного для работы с более высоким рабочим давлением.

## **ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ**

### **1 Характеристика района строительства**

#### **1.1 Административное положение**

В административном отношении участок магистрального нефтепровода (МН) «Гурьев – Куйбышев» расположен в Куйбышевском районе Самарской области. Объект находится в 36 км на Юго-Восток от восточной окраины г. Новокуйбышевск и в 32 км на юг от западной окраины г. Самара.

Проезд непосредственно к участку работ возможен от железнодорожной станции «Соцгород» в южном направлении через г. Самара по автодорогам с асфальтовым покрытием и трассе Федерального назначения М-5 на протяжении порядка 32 км.

Технологически данный участок магистрального нефтепровода «Гурьев – Куйбышев» обслуживает акционерное общество (АО) «Транснефть-Приволга», нефтеперерабатывающий завод (НПЗ) «Новокуйбышевский».

По характеру растительности район работ относится к лесостепной зоне с преобладанием хвойных пород. Леса представлены березой, сосной и елью высотой до 20 м. Встречаются кустарники (ива высотой 3,5 м).

Участок МН занят, в основном, луговой и влаголюбивой растительностью.

Поверхность земли по всей трассе слабо холмистая с перепадом высотных отметок до 25 м.

#### **1.2 Характеристика труб и свойства перекачиваемой нефти**

Техническая характеристика труб:

– диаметр – 720 мм;

– средняя толщина стенки от 7,5 до 8 мм;

- предел текучести – 363 МПа;
- давление на выходе нефтеперекачивающей станции – 5,2 МПа;
- пропускная способность – 40,2 млн.т/год;
- марка стали – 17ГС;
- класс прочности – К52;
- предел прочности – 510 МПа.

Температура стенки при эксплуатации:

- минимальная 3,8 °С;
- максимальная 15,7 °С.

Величина заглубления труб составляет не менее 0,8 м от отметок поверхности земли [1].

Нефть состоит из 83...87 % углерода, 11...14 % водорода, не более 6...7 % кислорода, азота, серы, обладает диэлектрическими свойствами (обезвоженная).

Физико-химические свойства транспортируемой нефти представлены в таблице 1 [2].

Таблица 1 – Физико-химические свойства транспортируемой нефти

Показатели свойств нефти (среднегодовые)			
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Кинематическая вязкость, сСт	Температура застывания, °С	Температура вспышки, °С
859	21	-15	170

Нефтепровод, обслуживаемый АО «Транснефть-Приволга», пересекает автомобильную трассу М-5. На реконструируемом участке не предусмотрена запорная арматура [3].



### **1.3 Климатическая характеристика**

Климат района строительства континентальный. Средняя годовая температура воздуха 1,5 °С. Среднее годовое количество осадков составляет 450 мм/год. Среднегодовая относительная влажность воздуха – 71 %. Расчетная глубина промерзания грунтов: глинистых – 172 см, песчаных – 210 см. Район по строительной климатологии – 1В. Наибольшая скорость ветра – 5,2 м/сек. Нормативная ветровая нагрузка – 3 МПа. Высота снежного покрова – 0,5...0,8 м [2].

## **2 Технологическая часть**

Реконструируемый участок нефтепровода предполагается укладывать подземным методом, с использованием соответствующего оборудования, а также с соблюдением технологий работ и мер предосторожности [4].

Последовательность работ при реконструкции участка магистрального нефтепровода:

- подготовительные работы;
- транспортные и погрузочно-разгрузочные работы;
- земляные работы;
- прокладка нефтепровода;
- сварочно-монтажные работы;
- контроль сварных соединений;
- изоляция стыков нефтепровода;
- очистка полости нефтепровода, испытания на прочность.

### **2.1 Подготовительные работы**

К работам подготовительного периода относятся:

- извещение службы технического надзора о времени готовности подрядчика;
- сдача-приемка заказчиком подрядчику геодезической разбивочной основы и проведение геодезических разбивочных работ с составлением акта на закрепление разбивки осей свай;
- отвод территории для размещения временного строительного хозяйства и зоны производства строительных работ;
- уточнение и закрепление на местности существующих подземных коммуникаций;
- доставка строительной техники, оборудования и строительных материалов;

- устройство технологических проездов, временных переездов через подземные коммуникации;
- организация временного строительного хозяйства, решение вопросов быта рабочих;
- расчистка от растительности и планировка полосы отвода;
- организация системы связи;
- обеспечение проектной и нормативной документацией;
- получить письменное разрешение на производство работ по установленной форме;
- коридор для продвижения строительной техники;
- приказом должны быть назначены ответственные лица, за проведение строительных работ, прошедшие обучение и проверку знаний;
- персонал, участвующий в выполнении работ, должен быть обучен и аттестован по всем видам работ, проводимых на строительстве, а также проинструктирован безопасным приемам и методам работ;
- машины и механизмы, применяемые при строительных работах, должны быть в исправном состоянии, испытаны и аттестованы, по их технической эксплуатации и иметь соответствующие записи в паспорте;
- сварочное оборудование должно быть аттестовано в соответствии с РД 03-614 – 03 «Порядок применения сварочного оборудования при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производств» [5].

При выполнении строительно-монтажных работ с применением грузоподъемной техники, подрядная организация в соответствии с РД-11-06 – 2007 «Методические рекомендации о порядке разработки проектов производства работ грузоподъемными машинами и технологических карт погрузочно-разгрузочных работ» [6] дополнительно разрабатывает и утверждает проект производства работ грузоподъемными кранами (ППРк), проводит экспертизу промышленной безопасности и регистрирует заключение экспертизы ППРк в территориальном органе Ростехнадзора.

Выполнять работы подготовительного периода следует в соответствии с требованиями СНиП 12-03 – 2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть I. Общие требования» [7], СНиП 12-04 – 2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть II. Строительное производство» [8].

## **2.2 Погрузочно-разгрузочные работы**

Погрузочно – разгрузочные работы предполагается проводить на НПЗ «Куйбышевский», так как на его территории расположена площадка хранения труб, необходимые складские помещения, а также на территории НПЗ предусмотрен въезд для железнодорожного состава.

Погрузочно – разгрузочные работы выполняются по следующей схеме:

- строительные материалы и оборудование будут поступать на подъездные пути и разгружаться на прирельсовых разгрузочных площадках;
- погрузка труб на транспортные средства (трубовозы) и транспортировка их на временные площадки складирования.

Погрузка, разгрузка и складирование изолированных труб должна производиться таким образом, чтобы избежать их соударения, волочения по земле и ниже лежащим трубам.

Трубы при складировании в штабель укладываются в «седло» высотой не более 3м.

При укладке труб в штабель необходимо соблюдать следующие требования:

- нижний ряд штабеля должен быть уложен на спланированную площадку, оборудованную инвентарными деревянными прокладками, обшитыми мягкими накладками. Уклоны для площадок складирования должны быть не более 1,5...2,0°;
- трубы нижнего ряда должны быть зафиксированы от бокового смещения клиньями (упорами), подогнанными к диаметру трубы;

– между рядами труб в 3-х местах (по концам и в середине) укладывают прокладки из прорезиненной ткани шириной не менее 100мм, толщиной не менее 10мм;

– между смежными штабелями труб должны быть оставлены проходы шириной не менее 1 м.

Трубовозы должны оборудоваться защитными приспособлениями, предохраняющими изоляционное покрытие труб от непосредственного контакта с металлическим ложементом. Во избежание поперечного перемещения труб на автотягаче и прицепе-ропуске ее следует увязывать поясами из транспортерной ленты или другого эластичного и прочного материала. Во избежание перемещения труб во время движения их следует скрепить с обоих концов стопорными крюками. Стопорные крюки должны быть в натянутом положении. Доставка труб с базы на участки с уклонами не более 10...12° производится трубовозами на базе автомобилей.

Разгрузка и раскладка труб на трассе предусматривает:

– погрузку труб трубоукладчиком (автокраном) из временной площадки складирования на трубовоз;

– разгрузку и раскладку изолированных труб трубоукладчиком (автокраном) по трассе.

Разгрузку и раскладку изолированных труб на трассе производить трубоукладчиком или автокраном в следующем технологическом порядке:

– трубоукладчик или автокран устанавливают в рабочее положение;

– крюк автокрана или трубоукладчика подают на середину выгружаемой трубы и стропуют ее с помощью мягкого полотенца или траверсы;

– трубы выгружают с трубовоза и укладывают на раскладочные опоры под углом к оси трубопровода.

### **2.3 Входной контроль труб**

Входной контроль материалов и оборудования перед началом и в процессе

строительства должен осуществлять подрядчик при непосредственном участии технического надзора заказчика и, при необходимости, авторского надзора проектировщика и эксплуатационных организаций.

В порядке осуществления входного контроля материалов и оборудования для строительства нефтепровода службами подрядчика должны выполняться:

- приемка, отбраковка и освидетельствование труб, деталей трубопроводов и арматуры, в том числе:

- на соответствие указанных в сертификатах характеристик, предусмотренных соответствующими ТУ, ГОСТ или ОСТ [9].

Специалисты организации – подрядчика осуществляют визуально – измерительный контроль 100 % труб, соединительных деталей. Они также обеспечивают:

- осуществление специализированными службами входного контроля подрядчика или соответствующей комиссией проверки качества всех поступающих сварочных материалов:

- соответствие электродов, проволоки и т.п. требованиям действующих норм и правил;

- состояние упаковки, состояние поверхности покрытия электродов, состояние поверхности сварочной проволоки, однородность и цвет зерен флюса и т.д.;

- соответствие марок применяемых материалов указанным в операционных технологических картах на сварку;

- правильность хранения сварочных материалов, наличие и исправность печей для прокали электродов, а также термических пеналов для хранения электродов на рабочем месте сварщика;

- проверку сварочно-технологических свойств электродов.

Осуществление специализированной службой входного контроля подрядчика проверки качества всех поступающих изоляционных материалов, при этом должно быть установлено соответствие полимерных лент и других изоляционных материалов на складах требованиям проекта.

При установлении несоответствия поступивших материалов и оборудования ассортименту, качеству, количеству или комплектности указанным в сопроводительных документах Поставщика, а также в случаях, когда качество материально-технических ресурсов (МТР) не соответствует предъявляемым требованиям (вмятины, царапины, поломка, бой, течь жидких материалов и т.д.), комиссия осуществляет осмотр поступивших МТР, по результатам которого составляется акт о приемке материалов установленной формы.

## **2.4 Земляные работы**

До начала земляных работ во избежание повреждения коммуникаций ковшем экскаватора необходимо определить шуфрованием вручную, магнитным искателем положение подземных коммуникаций, пересекаемых и проходящих в одном коридоре с заменяемым участком нефтепровода «Гурьев – Куйбышев».

При реконструкции подземных трубопроводов земляные работы включают отрывку траншеи, подготовку дна траншеи, обратную засыпку нефтепровода и рекультивацию земель. Параметры земляных сооружений устанавливаются в зависимости от диаметра прокладываемого трубопровода, способа его закрепления, рельефа местности и грунтовых условий.

Земляные работы при реконструкции МН следует производить с учетом требований СП 45.13330.2012 [10], РД 102-011 – 89 [11].

До начала земляных работ в избежание повреждения старого нефтепровода ковшем экскаватор необходимо определить магнитным искателем его положение.

Обозначаются границы разработки траншеи для выполнения укладки участка проектируемого нефтепровода. Устанавливаются предупредительные знаки в зоне производства работ. Работы вести строго соблюдая правила производства работ в охранной зоне МН.

При раскопке старой трассы нефтепровода разработка грунта механизированным способом разрешается на расстоянии не ближе 2 м от боковой стенки трубопровода и не менее 1 м над верхом трубопровода. Оставшийся грунт разрабатывается вручную, без применения ударных инструментов, исключающих возможность его повреждения.

При засыпке траншеи соблюдать следующие правила:

– при наличии горизонтальных кривых вначале засыпать криволинейный участок (начиная с середины его в обе стороны), а затем остальную часть участка;

– на участках с вертикальными кривыми засыпку производят с двух сторон понижения сверху вниз.

Засыпка нефтепровода выполняется экскаватором, бульдозером.

Важнейшими требованиями выполнения земляных работ являются:

– соблюдение допустимой крутизны откосов котлованов и траншей;

– соблюдение технологических разрывов по времени между разработкой траншеи, укладкой трубопровода и обратной засыпкой траншеи.

При обратной засыпке необходимо восстановить естественный рельеф местности. Восстановление плодородного слоя выполнять бульдозером. После завершения рекультивации земельные участки, которые были предоставлены в краткосрочную аренду, возвращаются прежним землевладельцам (землепользователям) в состоянии, пригодном для дальнейшего их использования по назначению.

## **2.5 Сварочно-монтажные работы и контроль качества сварных соединений**

Выполнению работ по сварочно-монтажным работам на трассе предшествует комплекс организационно-технических мероприятий и подготовительных работ:

– проверка наличия утвержденных операционных технологических карт;



- назначение лиц, ответственных за качественное и безопасное производство сварочно-монтажных работ (прораба или мастера, инспектора по контролю качества, бригадира, специалиста по неразрушающему контролю);
- инструктаж членов бригады по охране и безопасности труда с записью в соответствующих журналах;
- проведение аттестации сварщиков и аттестации применяемой технологии сварки;
- устройство вдоль трассового проезда и расчистка полосы отвода от снега (в зимнее время);
- подготовка монтажной полосы для сборки и сварки секций труб;
- вывозка труб и раскладка их вдоль трассы на инвентарные раскладочные опоры (мешки с песком или снежные призмы);
- размещение в зоне производства работ необходимых машин, механизмов, оборудования и инвентаря.

Перед сборкой труб в нитку необходимо убедиться в том, что используемые трубы и соединительные детали трубопроводов имеют сертификаты качества и соответствуют техническим условиям (ТУ) на их поставку и, кроме того, должны пройти входной контроль. При визуальном осмотре поверхности торцов труб и прилегающих к ним поверхностей труб и соединительных деталей трубопровода, должны быть, выявлены недопустимые дефекты и отклонения от геометрических параметров, регламентированных ТУ на поставку труб.

На неизолированной поверхности труб и соединительных деталей не допускаются:

- трещины, плены, рванины, закаты любых размеров;
- царапины, риски, задиры глубиной более 0,2 мм;
- гофры, вмятины, местные перегибы;
- расслоения на концах.

Разделка кромок труб выполняется в заводских условиях. Все сварочные материалы должны быть сертифицированы для использования, соответствовать

требованиям к качеству их изготовления, сварочным и технологическим характеристикам и обеспечивать необходимый уровень прочности и вязкопластических свойств сварных соединений.

Сварочные материалы следует хранить в соответствии с требованиями изготовителей и ТУ.

Для обеспечения требуемого уровня качества необходимо производить:

- проверку квалификации сварщиков;
- контроль исходных материалов, труб и трубных заготовок, запорной и распределительной арматуры (входной контроль);
- систематический операционный (технологический) контроль, осуществляемый в процессе сборки и сварки;
- визуальный контроль (внешний осмотр) и обмер готовых сварных соединений;
- проверку сварных швов неразрушающими методами контроля.

Сварные соединения захлестов, швы приварки арматуры подвергаются дублирующему контролю ультразвуковым методом в полном объеме. Для проведения работ по контролю качества сварных соединений используются передвижные лаборатории подрядчика, прошедшие аккредитацию на техническую компетентность, а также имеющие лицензию Ростехнадзора на проведение работ по неразрушающему контролю.

При осуществлении контроля сварных соединений неразрушающими методами руководствоваться следующими нормативными документами:

- ВСН 012 – 88. Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть I [12];
- СП 86.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ [13].

## 2.6 Изоляция стыков трубопровода

Для антикоррозионной защиты в проекте приняты трубы и детали с защитными покрытиями усиленного типа. Антикоррозионная защита сварных соединений нефтепровода выполняется в трассовых условиях.

Подземная часть нефтепровода подлежит комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты.

Для обеспечения расчетного теплового режима при эксплуатации нефтепровода наземный участок снабжен теплоизоляционным покрытием, на которое нанесено эпоксидное антикоррозионное покрытие.

Подготовка поверхности трубы и нанесение покрытия на сварные швы должна выполняться в соответствии с требованиями проекта, изготовителя покрытия и технологической карты.

Перед изоляцией сварных стыков труб необходимо провести следующие организационно-технические мероприятия и подготовительные работы:

- получить положительные результаты контроля сварных швов неразрушающими методами;
- получить разрешение на изоляцию сварных стыков от инспектора по качеству;
- назначить лиц, ответственных за качественное и безопасное производство работ;
- провести аттестацию работающих на право выполнения работ по изоляции стыков трубопровода;
- разместить в зоне производства работ необходимые машины, механизмы и инвентарь;
- установить укрытия (палатки) над каждым стыком для выполнения изоляционных работ, включая все операции.

Хранить комплектующие материалы необходимые для тепло-гидроизоляции стыковых соединений при температуре воздуха от минус 60 °С до плюс 60 °С (указанной в паспорте или сертификате данного материала).

Не допускать загрязнения материалов посторонними веществами (масла, мазут, нефтепродукты).

Выполнять тепло- гидроизоляцию стыков допускается при температуре окружающего воздуха до минус 25 °С. Температура уточняется в соответствии требованиями сертификатов, ТУ на применяемые материалы.

Для работ по очистке и антикоррозионной изоляции стыков необходимо, чтобы зазор между трубопроводом и поверхностью земли составлял не менее 0,5 м (при изоляции на монтажных опорах). До начала выполнения работ для предохранения заводской тепло- гидроизоляции на трубу с двух сторон от стыка необходимо установить защитные экраны.

В состав работ по нанесению антикоррозионного покрытия сварного стыка входят:

- предварительная очистка зоны сварного стыка;
- сушка изолируемого участка;
- пескоструйная очистка изолируемой зоны;
- подготовка 2-х компонентного эпоксидного праймера;
- нанесение эпоксидного праймера;
- сушка эпоксидного праймера [14].

## **2.7 Контроль качества изоляции трубопровода**

Качество изоляции трубопровода проверяется с помощью дефектоскопов. Законченные участки строительства контролируются методом катодной поляризации.

Проверку качества изоляции контролируемых участков построенного нефтепровода осуществлять не ранее, чем через две недели, пока не произойдет естественное уплотнение грунта после засыпки траншеи.

Контроль качества изоляции трубопроводов методом катодной поляризации производится на подземных участках нефтепровода, находящихся в грунте, глубина промерзания которого в период контроля изоляции не

превышает 0,5 м.

Рекомендуемые приборы и инструменты для контроля и измерения параметров при строительстве нефтепровода представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Рекомендуемые приборы и инструменты для контроля и измерения параметров при строительстве нефтепровода

Виды работ	Наименование приборы и инструменты
Земляные работы	Теодолит 3Т –5КП
	Нивелир НЗ, 3Н-5Л, НА-1
	Рулетка (Р-5, Р-10, Р-20, Р-50)
Входной контроль труб с заводским изоляционным покрытием	Штангенциркуль – глубиномер ШГ-150
	Микрометр М50
Входной контроль сварочных материалов	Универсальный шаблон сварщика УШС-3
	Искровой дефектоскоп Крона-2И, Холидей – дет.
	Толщиномер ультразвуковой СКАТ-4000
	Толщиномер электромагнитный М2003, УКТ 2
Входной контроль изоляционных материалов Сварочно – монтажные работы	Адгезиметр АМЦ2-20, АР-2
	Вискозиметр ВЗ-4
	Секундомер
	Термометр
	Набор ареометров
	Универсальный шаблон сварщика УШС-3
Сварочно – монтажные работы	Линейка металлическая
	Угольник металлический
	Толщиномер ультразвуковой СКАТ-4000
	Клещевой амперметр
	Контактный термометр ТК-5
	Термокарандаш
	Секундомер
Контроль геометрических параметров сварного шва	Универсальный шаблон сварщика УШС-3
Радиографический контроль	Рентгеновский аппарат МИРА-2Д, Арина, Шмель

## Окончание таблицы 2

Виды работ	Наименование приборы и инструменты
	Комплект приспособлений и аксессуаров для радиографии
Ультразвуковой контроль Изоляция сварных стыков Изоляция сварных стыков Работы по электрохимзащите	Ультразвуковой дефектоскоп УД2-12, А1212, USD-52 Толщиномер электромагнитный М2003, УКТ 2 Адгезиметр АМЦ2-20 Искровой дефектоскоп Крона-2И, Холидей – дет.
Входной контроль изоляционных материалов Сварочно – монтажные работы	Мультиметр М41312, Нормальный элемент НЭ-1

Все результаты измерений должны быть документированы. Выполнение каждой последующей операции технологического процесса разрешается только при документальном подтверждении качества предыдущей.

В состав испытаний объектов строительных работ включаются следующие виды работ:

- обследование состояния траншеи перед прокладкой трубопровода;
- разработка технических условий на сварку и ведение документации по аттестации сварщиков;
- обеспечение условий, при которых работы по прокладке трубопровода не вызывают появления в нем чрезмерных механических напряжений;
- выполнение гидравлических испытаний, включая разработку методики и оформление протоколов гидравлических испытаний;
- проведение работ по хранению материалов и оборудования, и ведение существующих учетных документов;
- испытание электрооборудования и ведение протоколов испытаний;
- выполнение функциональной проверки систем управления, включая ведение документов по учету проверки приборов и контролю цепей;
- сбор документов и оформление актов заключительной сдачи-приемки.

Такое разрешение должно выдаваться на основе экспертизы программы

управления качеством работ, программ и методик испытаний, документации по испытаниям, уровня квалификации персонала и характеристик испытательного оборудования у такого субподрядчика, позволяющей установить готовность данной компании к надлежащему проведению необходимых испытаний. Специалисты службы обеспечения качества у заказчика могут осуществлять ревизию предложенного субподрядчика и его производственных средств, в рамках упомянутого выше процесса экспертизы.

## **2.8 Очистка полости трубопровода и гидроиспытания**

Полость трубопровода до испытания должна быть очищена от окалины и грата, а также от случайно попавших при строительстве внутрь трубопроводов грунта, воды и различных предметов. Очистка полости трубопроводов выполняется одним из следующих способов:

- промывкой с пропуском очистных поршней или поршней-разделителей;
- продувкой с пропуском очистных поршней, а при необходимости и поршней-разделителей;
- продувкой без пропуска очистных поршней.

При очистке полости линейной части нефтепроводов необходимо, как правило, применять продувку воздухом с пропуском ерша-разделителя. Очистка полости подземных трубопроводов должна производиться после укладки и засыпки, наземных – после укладки и обвалования, надземных – после укладки и крепления на опорах. На трубопроводах следует производить предварительную очистку полости протягиванием очистных устройств в процессе сборки трубопроводов в нитку.

При промывке трубопроводов перед очистными поршнями или поршнями-разделителями необходимо залить воду, объем которой составляет от 10 до 15 % объема полости очищаемого участка. Скорость перемещения очистных поршней или поршней-разделителей при промывке должна быть не менее 1 км/ч.

Критерием оценки результатов промывки является выход чистой воды из трубопровода после прохождения очистных поршней.

При продувке очистные поршни пропускаются по участкам трубопровода, протяженность которых не превышает расстояния между линейной арматурой под давлением сжатого воздуха или газа, поступающего из ресивера (баллона), создаваемого на прилегающем участке. На трубопроводах, монтируемых на опорах, продувка должна проводиться с пропуском поршней-разделителей. Поршни-разделители следует пропускать под давлением сжатого воздуха или природного газа со скоростью не более 10 км/ч по участкам протяженностью не более 10 км.

Гидравлическое испытание трубопроводов должно производиться при положительной температуре окружающего воздуха. При гидравлическом испытании паропроводов, работающих с давлением до 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>) и выше, температура их стенок должна быть не менее +10 °С.

Давление в трубопроводе следует повышать плавно. Скорость подъема давления должна быть указана в нормативной документации на изготовление трубопровода.

Трубопровод и его элементы считаются выдержавшими гидравлическое испытание, если не обнаружено: течи, потения в сварных соединениях и в основном металле, видимых остаточных деформаций, трещин или признаков разрыва.



### 3 Расчетная часть

#### 3.1 Определение толщины стенки трубопровода

Для сооружения магистральных трубопроводов применяют стальные бесшовные горячекатаные трубы из углеродистых и легированных сталей, а также электросварные прямошовные или спирально-шовные сварные трубы из низколегированных сталей с более высокими механическими свойствами по сравнению с углеродистыми сталями, что позволяет уменьшить толщину стенок.

Примем для сооружения нефтепровода трубы из низколегированной стали Челябинского трубного завода, изготавливаемые по ТУ 1381-016-00186654 – 2010 из стали марки 13Г1С-У (временное сопротивление на разрыв стали  $\sigma_{БР} = 550$  МПа, коэффициент надёжности по материалу  $k_1 = 1,47$ ) [15].

Расчетную толщину стенки трубопровода определяют по формуле 1 [16]:

$$\delta = \frac{n_1 \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (n_1 \cdot p + R_1)}, \quad (1)$$

где  $p$  – рабочее давление, МПа;

$D_H$  – наружный диаметр трубы, мм;

$n_1$  – коэффициент надежности по нагрузке,  $n_1 = 1,15$  для нефтепроводов, работающих по схеме перекачки «из насоса в насос»;  $n_1 = 1,1$  – во всех остальных случаях;

$R_1$  – расчетное сопротивление металла трубы и сварных соединений, МПа.

Находим расчетное сопротивление металла по формуле 2:

$$R_1 = R_{\text{нп}} \cdot \frac{m_0}{k_1 \cdot k_H}, \quad (2)$$

где  $R_{\text{нп}}$  – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, определяемое из условия работы на разрыв, равное минимальному пределу прочности  $\sigma_{\text{вр}}$ ;

$m_0$  – коэффициент условий работы трубопровода,  $m_0 = 0,99$  для трубопроводов III и IV категорий;  $m_0 = 0,825$  для трубопроводов I и II категорий и  $m_0 = 0,66$  для трубопроводов категории B;

$k_1$  – коэффициент надежности по материалу;

$k_H$  – коэффициент надежности по назначению трубопровода, зависящий от его диаметра, для  $D_H \leq 1000$  мм  $k_H = 1,1$ ; для  $D_H = 1200$  мм  $k_H = 1,155$ .

$$R_1 = 550 \cdot \frac{0,825}{1,47 \cdot 1,1} = 280,6 \text{ МПа.}$$

Исходное рабочее давление составляет 5,2 МПа, однако, реконструируя данный участок нефтепровода, следует учитывать, что АО «Транснефть-Приволга» производит комплексную реконструкцию производственной площадки «Самара», в том числе нефтеперекачивающих станций. Таким образом, рабочее давление, после завершения работ по реконструкции на данном участке составит 7 МПа. Исходя из этого, для обеспечения безопасной перекачки при повышении рабочего давления, необходимо увеличить толщину стенок трубопровода.

Подставив значения в формулу (1), получим:

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 7 \cdot 720}{2 \cdot (1,15 \cdot 7 + 280,6)} = 10,04 \text{ мм.}$$

Полученное значение  $\delta$  округляем в большую сторону до стандартного значения и принимаем толщину стенки равной  $\delta = 11$  мм.

Внутренний диаметр нефтепровода рассчитаем по формуле:

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2\delta. \quad (3)$$

Получим следующее:

$$D_{\text{вн}} = 720 - 2 \cdot 11 = 698 \text{ мм.}$$

### 3.2 Проверка толщины стенки трубы нефтепровода

Абсолютные значения максимального положительного и максимального отрицательного температурных перепадов определяются по формулам

$$\Delta T_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E}; \quad (4)$$

$$\Delta T_{(-)} = \frac{R_1 \cdot (1 - \mu)}{\alpha \cdot E}, \quad (5)$$

где  $\alpha$  – коэффициент линейного расширения металла трубы,  $\alpha = 12 \cdot 10^{-6}$  град $^{-1}$ ;

$E$  – модуль упругости металла (сталь),  $E = 2,06 \cdot 10^5$  МПа;

$\mu$  – коэффициент Пуассона,  $\mu = 0,3$ .

Подставив значения в формулы (4) и (5), получим следующее:

$$\Delta T_{(+)} = \frac{0,3 \cdot 280,6}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 34,05 \text{ град};$$

$$\Delta T_{(-)} = \frac{280,6 \cdot (1 - 0,3)}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 79,46 \text{ град.}$$

К дальнейшему расчету принимаем большую из величин  $\Delta T = 79,46$  град.

Находим величину продольных осевых сжимающих напряжений по формуле:

$$\sigma_{\text{ПР.Н}} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta T + 0,3 \cdot \frac{n_1 \cdot p \cdot D_{\text{ВН}}}{\delta}. \quad (6)$$

Подставив значения в формулу (6), получим:

$$\sigma_{\text{ПР.Н}} = -12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 79,46 + 0,3 \cdot \frac{1,15 \cdot 7 \cdot 0,698}{0,011} = -43,18 \text{ МПа.}$$

Знак «минус» указывает на наличие осевых сжимающих напряжений. Поэтому необходимо вычислить коэффициент  $\psi_1$ , учитывающий двухосное напряженное состояние металла по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{|\sigma_{\text{ПР.Н}}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{\text{ПР.Н}}|}{R_1}. \quad (7)$$

Подставив значения в формулу (7), получим:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{|-43,18|}{280,6} \right)^2} - 0,5 \frac{|-43,18|}{280,6} = 0,914.$$

Уточним толщину стенки трубопровода по следующей формуле:

$$\delta = \frac{n_1 \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (n_1 \cdot p + \psi_1 \cdot R_1)}. \quad (8)$$

Подставив значения в формулу (8), получим следующие значения:

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 7 \cdot 720}{2 \cdot (1,15 \cdot 7 + 0,914 \cdot 280,6)} = 10,9 \text{ мм.}$$

Таким образом, ранее принятая толщина стенки равная  $\delta = 11$  мм может быть принята как окончательный результат.

### **3.3 Проверка нефтепровода на прочность, деформацию и общую устойчивость**

Подземные и наземные (в насыпи) трубопроводы проверяют на прочность, деформацию и общую устойчивость и продольном направлении. Проверку на прочность подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов в продольном направлении производят по условию:

$$|\sigma_{\text{пр.}N}| \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (9)$$

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

$\psi_2$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ( $|\sigma_{\text{пр.}N}| > 0$ ) принимаемый равным единице, при сжимающих ( $|\sigma_{\text{пр.}N}| < 0$ ) – определяемый по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1}, \quad (10)$$

где  $\sigma_{\text{кц}}$  – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа:

$$\sigma_{\text{кц}} = n_1 \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}, \quad (11)$$

где  $\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}$  – кольцевые напряжения от рабочего давления, МПа:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{p \cdot D_{\text{вн}}}{2\delta}. \quad (12)$$

Подставив значения в формулу (12), получим следующее:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{7 \cdot 0,698}{2 \cdot 0,011} = 222,1 \text{ МПа.}$$

Подставив значения в формулу (11), получим следующие значения:

$$\sigma_{\text{кц}} = 1,15 \cdot 222,1 = 255,42 \text{ МПа.}$$

Подставив значения в формулу (10), получим:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{255,42}{280,6} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{255,42}{280,6} = 0,18.$$

Произведем проверку нефтепровода на прочность по условию (9):

$$|-43,18| \leq 0,18 \cdot 280,6;$$

$$|-43,18| \leq 50,51.$$

Условие выполняется.

Проверку на отсутствие недопустимых пластических деформаций подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов производят по условиям (13) и (14):

$$|\sigma_{\text{ПР}}^{\text{H}}| \leq \psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}}; \quad (13)$$

$$\sigma_{\text{КЦ}}^{\text{H}} \leq \frac{m_0}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}}, \quad (14)$$

где  $\sigma_{\text{ПР}}^{\text{H}}$  – максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа, определяется по формуле (15):

$$\sigma_{\text{ПР}}^{\text{H}} = \mu \cdot \sigma_{\text{КЦ}}^{\text{H}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta T - \frac{E \cdot D_{\text{H}}}{2 \cdot R_{\text{MIN}}}, \quad (15)$$

где  $R_{\text{MIN}}$  – минимально допустимый радиус упругого изгиба нефтепровода, м, определяется из условий прочности поперечных сварных швов и упругой работы металла труб по формуле (16):

$$R_{MIN} \geq \frac{0,5 \cdot E \cdot D_H}{\psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} R_2^H - |\mu \cdot \sigma_{КЦ}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta T|}, \quad (16)$$

где  $\psi_3$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих продольных напряжениях ( $\sigma_{ПР}^H \geq 0$ ) принимается равным единице, а при сжимающих ( $\sigma_{ПР}^H \leq 0$ ), определяется по формуле (17):

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{\sigma_{КЦ}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} R_2^H} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{КЦ}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} R_2^H}, \quad (17)$$

где  $R_2^H$  – нормативное сопротивление, которое равно пределу текучести  $\sigma_m$ , для нашей марки стали принимаем  $R_2^H = 410$  МПа [15].

Подставив значения в формулу (17), получим:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{222,1}{\frac{0,825}{0,9 \cdot 1,1} 410} \right)^2} - 0,5 \frac{222,1}{\frac{0,825}{0,9 \cdot 1,1} 410} = 0,501.$$

По формуле (16) получим:

$$R_{MIN} \geq \frac{0,5 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,72}{0,501 \cdot \frac{0,825}{0,9 \cdot 1,1} 410 - |0,3 \cdot 222,1 - 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 79,46|} = 1792,2 \text{ м.}$$



Используя формулу (15) получим:

$$\sigma_{\text{IIIP}}^{\text{H}} = 0,3 \cdot 222,1 - 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 79,46 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,72}{2 \cdot 1792,2} = -171,174 \text{ МПа.}$$

Произведем проверку нефтепровода на отсутствие недопустимых пластических деформаций по условиям (13) и (14):

$$|-171,17| \leq 0,501 \cdot \frac{0,825}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 410;$$

$$171,174 \leq 171,175;$$

$$222,1 \leq \frac{0,825}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 410;$$

$$222,1 \leq 341,67.$$

Оба неравенства выполняются, следовательно, делаем вывод о том, что недопустимые пластические деформации нефтепровода отсутствуют.

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы производят по неравенству (18):

$$S \leq \frac{m_0}{1,1} \cdot N_{\text{KP}}^{(i)}. \quad (18)$$

Находим площадь поперечного сечения металла трубы и осевой момент инерции по формулам:

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - D_{BH}^2); \quad (19)$$

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (D_H^4 - D_{BH}^4). \quad (20)$$

Подставив значения в формулы (19) и (20), получим следующее:

$$F = \frac{3,1416}{4} \cdot (0,720^2 - 0,698^2) = 0,0245 \text{ м}^2;$$

$$I = \frac{3,1416}{64} \cdot (0,720^4 - 0,698^4) = 0,0015 \text{ м}^4.$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы определяется формулой:

$$q_M = n_{CB} \cdot \gamma_M \cdot F, \quad (21)$$

где  $n_{CB}$  – коэффициент надежности по нагрузкам от действия собственного веса (при расчете на продольную устойчивость,  $n_{CB} = 0,95$ );

$\gamma_M$  – удельный вес металла, из которого изготовлена труба, для стали  $\gamma_M = 78500 \text{ Н/м}^3$ .

По формуле (29) получим:

$$q_M = 0,95 \cdot 78500 \cdot 0,0245 = 1827,1 \text{ Н/м}.$$

Нагрузку от собственного веса изоляции  $q_{И}$  принимаем равной 10% от  $q_M$ , т.е.  $q_{И} = 182,7 \text{ Н/м}$

Нагрузка от веса нефти, находящегося в трубопроводе единичной длины, определяется формулой:

$$q_H = \rho_T \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{BH}^2}{4}, \quad (22)$$

где  $\rho_T$  – плотность перекачиваемой нефти.

Подставив значения в формулу (22), получим следующие значения:

$$q_H = 859 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,1416 \cdot 0,698^2}{4} = 3224,5 \text{ Н/м.}$$

Нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым нефтепродуктом определяется по формуле:

$$q_{тр} = q_M + q_{и} + q_H. \quad (23)$$

Подставив значения в формулу (23), получим:

$$q_{тр} = 1827,1 + 182,7 + 3224,5 = 5234,3 \text{ Н/м.}$$

По условию наш трубопровод уложен в суглинистый грунт, глубина составляет от 0,3 м до 4 м. Коэффициент сцепления грунта для суглинка  $C_{гр} = 13$  кПа, угол внутреннего трения грунта  $\varphi_{гр} = 19$  градусов, удельный вес грунта  $\gamma_{гр} = 19$  кН/м<sup>3</sup> [17].

Среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом определяется формулой:

$$P_{\text{гр}} = \frac{2 \cdot n_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}} \cdot D_{\text{H}} \cdot \left[ \left( h_0 + \frac{D_{\text{H}}}{8} \right) + \left( h_0 + \frac{D_{\text{H}}}{2} \right) \cdot \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) \right] + q_{\text{гр}}}{\pi \cdot D_{\text{H}}}, \quad (24)$$

где  $n_{\text{гр}}$  – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта,  $n_{\text{гр}} = 0,8$ ;

$h_0$  – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта, принимаем  $h_0 = 0,8$  м, т.к.  $D_{\text{H}} = 720$  мм.

По формуле (24) получим:

$$P_{\text{гр}} = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 19000 \cdot 0,72 \cdot \left[ \left( 0,8 + \frac{0,72}{8} \right) + \left( 0,8 + \frac{0,72}{2} \right) \cdot \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{19}{2} \right) \right] + 5234,3}{3,1416 \cdot 0,72} = 18932,9 \text{ Па.}$$

Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины определяется формулой:

$$P_0 = \pi \cdot D_{\text{H}} \cdot \left( C_{\text{гр}} + P_{\text{гр}} \cdot \text{tg}(\varphi_{\text{гр}}) \right). \quad (25)$$

По формуле (25) получим:

$$P_0 = 3,1416 \cdot 0,72 \cdot (13000 + 18932,9 \cdot \text{tg}(19)) = 44151,2 \text{ Па.}$$

Сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины определяется формулой:

$$q_{\text{верт}} = n_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}} \cdot D_{\text{H}} \cdot \left( h_0 + \frac{D_{\text{H}}}{2} - \frac{\pi \cdot D_{\text{H}}}{8} \right) + q_{\text{гр}}. \quad (26)$$

Подставив значения в формулу (26), получим:

$$q_{\text{верт}} = 0,8 \cdot 19000 \cdot 0,72 \cdot \left( 0,8 + \frac{0,72}{2} - \frac{3,1416 \cdot 0,72}{8} \right) + 5234,3 = 14706 \text{ Н/м.}$$

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков в случае пластической связи трубы с грунтом определяется формулой:

$$N_{\text{КР}}^{(1)} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 \cdot q_{\text{верт}}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot I^3}, \quad (27)$$

$$N_{\text{КР}}^{(1)} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{44151,2^2 \cdot 14706^4 \cdot 0,0245^2 \cdot (2,06 \cdot 10^{11})^5 \cdot 0,0015^3} = 11,25 \cdot 10^6 \text{ Н.}$$

Следовательно:

$$\frac{m_0}{1,1} \cdot N_{\text{КР}}^{(1)} = \frac{0,825}{1,1} \cdot 11,25 \cdot 10^6 = 8,44 \text{ МН.}$$

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков в случае упругой связи с грунтом определяется формулой:

$$N_{\text{КР}}^{(2)} = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_{\text{H}} \cdot E \cdot I}, \quad (28)$$

где  $k_0$  – коэффициент нормального сопротивления грунта, или коэффициент постели грунта при сжатии, для суглинистого грунта  $k_0 = 5 \text{ МН/м}^3$ .

По формуле (28) получим:

$$N_{\text{КР}}^{(2)} = 2 \cdot \sqrt{5 \cdot 0,72 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,0015} = 66,7 \text{ МН.}$$

Следовательно:

$$\frac{m_0}{1,1} \cdot N_{\text{кр}}^{(2)} = \frac{0,825}{1,1} \cdot 66,7 = 50,03 \text{ МН.}$$

Фактическое эквивалентное продольное усилие в сечении трубы определяется формулой:

$$S = F \cdot \left[ (0,5 - \mu) \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} + \alpha \cdot E \cdot \Delta T \right], \quad (29)$$

По формуле (29) получим:

$$S = 0,0245 \cdot \left[ (0,5 - 0,3) \cdot 222,1 + 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 79,46 \right] = 5,9 \text{ МН.}$$

По условию (18) производим проверку общей устойчивости:

$$5,9 \leq 8,44;$$

$$5,9 \leq 50,03.$$

Условие выполняется, следовательно, общая устойчивость прямолинейных участков нефтепровода обеспечена.

Теперь произведём проверку общей устойчивости криволинейных участков трубопроводов, выполненных с упругим изгибом.

Определим параметры  $\theta_\beta$  и  $z_\beta$  по формулам:

$$\theta_\beta = \frac{1}{R_{\text{MIN}} \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{\text{верт}}}{E \cdot I}}}; \quad (30)$$

$$z_{\beta} = \frac{\sqrt{\frac{P_0 \cdot F}{q_{\text{верт}} \cdot I}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{\text{верт}}}{E \cdot I}}}. \quad (31)$$

Подставим значения в формулы, получим следующее:

$$\theta_{\beta} = \frac{1}{1792,2 \cdot \sqrt[3]{\frac{14706}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0015}}} = 0,015;$$

$$z_{\beta} = \frac{\sqrt{\frac{44151,2 \cdot 0,0245}{14706 \cdot 0,0015}}}{\sqrt[3]{\frac{14706}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0015}}} = 193,23.$$

По номограмме, приведенной в методических указаниях, находим, что  $\beta_N = 26$  [16]. Вычисляем критическое усилие для криволинейных участков трубопровода по формулам:

$$N_{\text{КР}}^{(3)} = \beta_N \cdot \sqrt[3]{q_{\text{верт}}^2 \cdot E \cdot I}; \quad (32)$$

$$N_{\text{КР}}^{(4)} = 0,375 \cdot q_{\text{верт}} \cdot R_{\text{МИН}}. \quad (33)$$

Подставив значения в формулы (32) и (33), получим следующие значения:

$$N_{\text{КР}}^{(3)} = 26 \cdot \sqrt[3]{14706^2 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0015} = 10,55 \cdot 10^6 \text{ Н};$$

$$N_{\text{КР}}^{(4)} = 0,375 \cdot 14706 \cdot 1790,2 = 9,87 \cdot 10^6 \text{ Н}.$$

Из двух найденных значений выбираем наименьшее, следовательно, для него:

$$\frac{m_0}{1,1} \cdot N_{\text{кр}}^{(4)} = \frac{0,825}{1,1} \cdot 9,87 \cdot 10^6 = 7,4 \text{ МН.}$$

Проведем проверку общей устойчивости криволинейных участков трубопровода:

$$5,9 \leq 7,4.$$

Условие устойчивости криволинейных участков выполняется.

### 3.4 Расчет сварного шва

По временному сопротивлению разрыву  $\sigma_{\text{в}}$  и по толщине стенки  $S$  подберем электроды для сварки корневого шва и для сварки заполняющих слоев и рассчитать режимы сварки. Данные для расчетов приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Данные для расчета электродов

Временное сопротивление разрыву $\sigma_{\text{вр}}$ , МПа	Диаметр трубопровода $D_{\text{вн}}$ , мм	Марка стали	Толщина стенки $\delta$ , мм
550	720	13Г1С-У	11

Для сварки корневого слоя шва и подварки изнутри трубы выбираем электрод типа Э50А (по ГОСТ 9467 – 75) марки ЛБ-52У. Диаметр электрода принимаем равным 3,0 мм.

Для сварки заполняющих и облицовочных слоев шва (после «горячего» прохода электродами с целлюлозным покрытием или после сварки корневого



слоя электродами с основным покрытием) выбираем электрод типа Э50А (по ГОСТ 9467 – 75) марки ОК 48.04. Диаметр электрода принимаем равным 4 мм [18].

Определим эквивалент углерода металла  $C_3$ , низкоуглеродистых низколегированных сталей, независимо от состояния их поставки (горячекатаные, нормализованные и термически упрочненные), который определяется по формуле:

$$C_3 = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Cr + Mo + \sum(V + Nb + Ti)}{5} + \frac{Cu + Ni}{15} + 15B \leq 0,46 \% \quad (34)$$

где  $C, Mn, Cr, Mo, V, Ti, Ni, Cu, B$  - содержание, % от массы, в составе металла трубной стали соответственно углерода, марганца, хрома, молибдена, ванадия, ниобия, титана, меди, никеля, бора.

Величина  $[C_3]$  не должна превышать 0,46.

Массовая доля элементов для стали 13Г1С-У представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Массовая доля элементов [15]

Класс прочности	Марка стали	Массовая доля элементов, %					
		углерод	марганец	кремний	титан	сера	фосфор
К56	13Г1С-У	0,11...0,15	1,25...1,55	0,40...0,60	0,015...0,035	0,007	0,025

Для стали 13Г1С-У углеродный эквивалент равен:

$$C_3 = 0,13 + \frac{1,3}{6} + \frac{0,025}{5} = 0,35 \% < 0,46 \% .$$

Условие выполняется.

Определим тип покрытия электродов ЛБ-52У и ОК 48.04. Это основное покрытие.

Необходимую температуру предварительного подогрева выбираем в зависимости от эквивалента углерода и толщины стенок стыкуемых труб, в данном случае подогрев не требуется [13].

Определим общую площадь заполнения разделки кромки, представленной на рисунке 1:

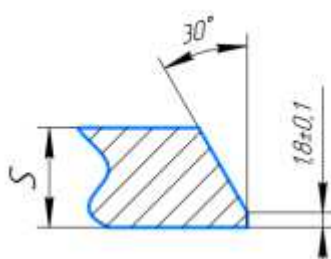


Рисунок 1 – Разделка кромок труб с толщиной стенки до 16 мм

Определим общую площадь заполнения разделки по формуле:

$$A_n^{\text{общ}} = b \cdot \delta + (\delta - 1,8)^2 \cdot \text{tg}30^\circ + \frac{2}{3} \cdot q \cdot (2 \cdot (\delta - 1,8) \cdot \text{tg}30^\circ + b + 7), \quad (35)$$

где  $\delta$  – толщина стенки, мм;

$b$  – величина зазора, мм;

$q$  – высота облицовочного слоя, мм.

Величину зазора в стыке при сборке выбираем по таблице 5.

Таблица 5 – Величины зазора

Способ сварки	Диаметр электрода, мм	Величина зазора при толщине стенки трубы, мм		
		до 8	8...10	10 и более
Ручная дуговая сварка электродами с основным покрытием	2,0...2,5	1,5...2,5		
	3,0...3,25	2,0...3,0	2,5...3,5	3,0...3,5

Принимаем  $b = 3$  мм,  $q = 1,8$  мм. Тогда, по формуле (35), получим:

$$A_{\text{н}}^{\text{общ}} = 3 \cdot 11 + (11 - 1,8)^2 \cdot \text{tg}30^0 + \frac{2}{3} \cdot 1,8 \cdot (2 \cdot (11 - 1,8) \cdot \text{tg}30^0 + 3 + 7) = 106,61 \text{ мм}^2.$$

Площадь первого корневого слоя найдем по формуле:

$$A_{\text{н}}^{\text{к}} = (6 \div 8) \cdot d_{\text{эл}}, \quad (36)$$

где  $d_{\text{эл.к}}$  – диаметр электрода для корневого шва.

$$A_{\text{н}}^{\text{к}} = 6 \cdot 3 = 18 \text{ мм}^2.$$

Площадь заполняющих слоев найдем по формуле:

$$A_{\text{н}}^{\text{зап}} = (8 \div 12) \cdot d_{\text{эл.зап}}, \quad (37)$$

где  $d_{\text{эл.зап}}$  – диаметр электрода для заполняющих слоев.

$$A_{\text{н}}^{\text{зап}} = 8 \cdot 4 = 32 \text{ мм}^2.$$

Общее количество слоев найдем по формуле:

$$n = \frac{A_{\text{н}}^{\text{общ}} - A_{\text{н}}^{\text{к}}}{A_{\text{н}}^{\text{зап}}} . \quad (38)$$

Подставив значения в формулу (38), получим:

$$n = \frac{106,61 - 18}{32} = 2,76 \approx 3 .$$

Теперь определим силу сварочного тока для корневого слоя по формуле:

$$I_{\text{св.к}} = k \cdot d_{\text{эл}}^{1,5} , \quad (39)$$

где  $k$  – коэффициент, зависящий от диаметра стержня электрода и определяемый по таблице 6;

$d_{\text{эл}}$  – диаметр электродного стержня, мм.

Таблица 6 – Коэффициент  $k$

$d_{\text{э}}, \text{ мм}$	1...2	3...4	5...6
$k, \text{ А/мм}$	25...30	30...45	45...60

Для корневого и заполняющих слоев принимаем  $k$  равным 30.

$$I_{\text{св.к}} = 30 \cdot 3^{1,5} = 155,88 \text{ А} .$$

Сила тока для заполняющего слоя находится по формуле:

$$I_{\text{св.зап}} = k \cdot d_{\text{эл}} , \quad (40)$$

$$I_{\text{св.зап}} = 30 \cdot 4 = 120 \text{ А} .$$

Определим напряжение дуги для коневого шва по формуле:

$$U_{\text{дк}} = 20 + \frac{0,05}{d_{\text{эл.к}}^{0,5}} \cdot I_{\text{св.к}} \pm 1. \quad (41)$$

Подставив значения в формулу (41), получим:

$$U_{\text{дк}} = 20 + \frac{0,05}{3^{0,5}} \cdot 155,88 \pm 1 = 24,5 \text{ В.}$$

Определим напряжение дуги для заполняющих швов по формуле:

$$U_{\text{д.зап}} = 20 + \frac{0,05}{d_{\text{эл.зап}}^{0,5}} \cdot I_{\text{св.зап}} \pm 1 \quad (42)$$

Подставив значения в формулу (42), получим следующее:

$$U_{\text{д.зап}} = 20 + \frac{0,05}{4^{0,5}} \cdot 120 \pm 1 = 23,0 \text{ В.}$$

Далее определим скорость сварки по формуле:

$$V_{\text{св}} = \frac{\alpha_{\text{н}} \cdot I_{\text{св}}}{A_{\text{н}} \cdot \gamma}, \quad (43)$$

где  $\alpha_{\text{н}}$  – коэффициент наплавки,  $\alpha_{\text{н}} = 8 \div 9,5 \text{ г/А} \cdot \text{ч}$ ;

$\gamma$  – удельный вес металла,  $\gamma = 7,8 \text{ г/см}^3$ .

Подставив значения в формулу (43), получим:

$$V_{\text{св}}^{\text{к}} = \frac{8 \cdot 155,88}{18 \cdot 7,8} = 8,88 \text{ м/ч};$$

$$V_{\text{св}}^{\text{зап}} = \frac{8 \cdot 120}{32 \cdot 7,8} = 3,84 \text{ м/ч}.$$

Определим погонную энергию по формуле:

$$g_{\text{п}} = \frac{I_{\text{св}} \cdot U_{\text{дк}} \cdot \eta}{V_{\text{св}}}, \quad (44)$$

где  $\eta$  – эффективный КПД дуги,  $\eta = 0,67$ .

По формуле (44) получим:

$$g_{\text{п}}^{\text{к}} = \frac{155,88 \cdot 24,5 \cdot 0,67 \cdot 36}{8,88} = 10373,72 \text{ Дж/см};$$

$$g_{\text{п}}^{\text{зап}} = \frac{120 \cdot 23,0 \cdot 0,67 \cdot 36}{3,84} = 17336,25 \text{ Дж/см}.$$

Радиус изотермы определяем для корневого слоя по формуле:

$$r_{\text{к}} = 0,0056 \sqrt{g_{\text{п.к}}}; \quad (45)$$

$$r_{\text{к}} = 0,0056 \cdot \sqrt{10373,72} = 0,57 \text{ см}.$$

Радиус изотермы определяем для заполняющих швов по формуле:

$$r_{\text{зап}} = 0,0056 \sqrt{g_{\text{п.зап}}}, \quad (46)$$

$$r_{\text{зап}} = 0,0056\sqrt{17336,25} = 0,73 \text{ см.}$$

Определим глубину проплавления для корневого слоя, чтобы убедиться, что притупление проплавлено, по формуле:

$$h = (0,3 \div 0,5) \cdot r; \tag{47}$$

$$h = 0,5 \cdot 0,57 = 0,285 \text{ см.}$$

Так как полученное значение больше высоты торца раздела кромок, но не превышает 3,5 мм, считаем, что расчет выполнен верно.

## **4 Безопасность жизнедеятельности**

Магистральный нефтепровод является одним из самых экономически выгодных и экологичных видов транспорта, однако при нарушении техники безопасности он может стать источником техногенных аварий, приводящих к загрязнению окружающей среды, разрушениям, пожарам и значительным материальным потерям.

Особенностью отрасли является перекачка летучих углеводородов и легковоспламеняющихся жидкостей, подверженных риску воспламенения, взрыва и пожара, при несоблюдении правил техники безопасности.

Аварийность – главная причина высокого риска взрыво- и пожароопасности, которая возникает вследствие несоблюдения требований, правил и техники безопасности, износа оборудования, а также разгерметизации трубопроводов.

Таким образом предупреждение и своевременная ликвидация последствий чрезвычайных ситуаций являются актуальными проблемами при транспортировке нефти трубопроводным транспортом.

### **4.1 Анализ вредных и потенциально опасных факторов**

Реконструкция участка нефтепровода предполагает проведение следующих видов работ:

- подготовительные работы;
- транспортные и погрузочно-разгрузочные работы;
- земляные работы;
- прокладка нефтепровода;
- сварочно-монтажные работы и контроль сварных соединений;
- изоляция стыков нефтепровода;
- очистка полости нефтепровода и испытания на прочность.



При выполнении перечисленных видов работ возможно возникновение опасных и вредных факторов, представленных в таблице 7 [20].

Таблица 7 – Классификация опасных и вредных факторов

Природа действий	Опасные и вредные производственные факторы
Физические	Высоковольтные линии электропередач, движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; Повышенный уровень вибрации, тесный контакт при выполнении работ с механизмами под высоким давлением; Повышенная или пониженная влажность воздуха на участке;
Химические	Токсические
Биологические	Микроорганизмы (растения и животные) вдоль трассы
Психофизиологические	Физические перегрузки: статические; динамические. Нервно-психические перегрузки: умственное перенапряжение; монотонность труда.

Для трубопроводного транспорта установлен I класс профессионального риска, ставка страховых взносов составляет 0,4 % [21].

Возможные аварийные ситуации при реконструкции нефтепровода:

- разлив нефти при опорожнении нефтепровода приведет к загрязнению почвы;
- возгорание нефти, нефтепродуктов или их паров приведет к загрязнению воздуха продуктами горения;
- разрушение трубопровода во время проведения гидравлических испытаний будет иметь локальные экологические последствия;
- террористические акты или акты вандализма.

## **4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ**

Участок нефтепровода «Гурьев – Куйбышев» расположен в Новокуйбышевском районе Самарской области.

Климат в районе континентальный, как и в большей центрально-европейской части России. Однако особое влияние оказывает близость р. Волги, что приводит к холодным ветрам зимой. Среднесуточная температура летом от +25 °С до +35 °С. Зимы чаще всего снежные, и температура колеблется от –5 °С до –20 °С.

Линейная часть расположена в III (II) климатическом регионе, со средней температурой воздуха зимних месяцев – 9,7 °С и средней скоростью ветра 5,6 м/с [21].

Работы выполняются на открытом воздухе рабочими посменно, длительность смены не превышает 10 часов. В течение рабочей смены предусматриваются перерывы на отдых и прием пищи. Продолжительность ежедневного междусменного отдыха составляет не менее 12 часов.

Энергетические затраты на работы линейной части трубопровода складываются из затрат на снабжение электричеством нефтеперекачивающих станций и помещений для хозяйственных нужд. В качестве источника энергоснабжения на строительной площадке используются дизельные электростанции ДЭС-100.

В зимнее время работники должны быть обеспечены спецодеждой, удерживающей тепло. Для обогрева персонала имеются вспомогательные помещения, оборудованные центральным отоплением и вентиляцией.

В летнее время производственные и вспомогательные помещения оснащаются противомоскитными сетками, спиралями и т.д., работники обеспечиваются средствами против насекомых [22].

### 4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Участок производства работ расположен в районе с хорошо развитой транспортной сетью, представленной асфальтированными дорогами и федеральной трассой М-5. Проезд к участку работ возможен от ЖД станции «Соцгород» через г. Самара по хорошо асфальтовым дорогам и трассе.

Территория реконструируемого участка имеет вдольтрассовую дорогу, проезды и выезды на дороги общего пользования. Это необходимо для быстрого и беспрепятственного доступа в случае чрезвычайной ситуации (ЧС) к месту ремонта. Все дороги и проезды необходимо содержать в исправности и своевременно ремонтировать, в зимнее время очищать от снега, в темное время суток освещать. Территорию необходимо содержать в чистоте и порядке.

Параметры микроклимата, предельно допустимых концентраций (ПДК) и предельно допустимых условий (ПДУ) представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Фактическое состояние условий труда на рабочем месте

Наименование производственного фактора	ПДК, ПДУ	Фактический уровень
Тяжесть трудового процесса	-	-
Напряженность трудового процесса	-	-
Шум, дБА	85	80
Температура, °С	-39...+33	23,7
Влажность, %	15-75	61
Скорость движения воздуха, м/с	10	5,6
Освещенность, лк	150	70

Зоны с уровнем звука свыше 80дБА обозначаются знаками опасности. Работа в этих зонах без использования СИЗ слуха не допускается. Не допускается пребывание рабочих в зоне с уровнем звука выше 135дБА [23].

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на персонал.

Для безопасности погрузочно-разгрузочных и такелажных работ наименьшая освещенность рабочих мест должна составлять 10 лк. При производстве земляных работ не менее 20 лк. При сварочных работах не менее 30 лк.

При изоляционных работах не менее 50 лк. Предпочтительно прожекторное освещение, создающее более равномерную освещенность по всему фронту работ [24].

Для проживания рабочих, занятых работами по замене участка трубопровода арендуется существующий жилой фонд, расположенный в г. Новокуйбышевск или в г. Самара.

Работающие обеспечиваются санитарно-бытовыми помещениями и устройствами в соответствии с действующими нормами и характером выполняемых работ для обеспечения режима труда и отдыха. К вспомогательным бытовым помещениям относятся: туалет, помещение для обогрева, помещение для приема пищи.

Работники, обслуживающие нефтепровод, обеспечиваются спецодеждой и спецобувью:

- костюм для защиты от воды из синтетической ткани с пленочным покрытием;

- костюм из смешанных тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий с маслостойкой пропиткой;

- головной убор;

- сапоги резиновые или болотные с жестким подноском;

- перчатки с полимерным покрытием;

- перчатки резиновые или из полимерных материалов;

- очки защитные;

- костюм для защиты от нефти и нефтепродуктов из смешанных тканей на утепляющей прокладке или из огнестойких тканей [21].

Для контроля воздуха рабочей зоны каждый работник обеспечивается индивидуальным газоанализатором.

#### **4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса**

На участке реконструкции нефтепровода применяются изоляционные покрытия – битумы, выделяемые при нанесении слоя на трубу и его подогреве.

Битумы состоят из смеси высокомолекулярных углеводородов и их кислородных, сернистых и азотистых производных. В них 70...87 % углерода, до 15 % водорода, до 10 % кислорода, до 1,5 % серы (в природных битумах до 10 %), небольшое количество азота.

Предельно допустимая концентрация паров топлива в воздухе рабочей зоны должна быть не более 300 мг/м<sup>3</sup>

Для контроля ПДК используют газоанализаторы, производится отбор проб с периодичностью в 4 часа. Газоанализаторы для контроля воздушной среды должны иметь взрывозащищённое исполнение [25]

В очень низких концентрациях действие углеводородов приводит к функциональным расстройствам нервной системы, вплоть до сильного головокружения при резких движениях головой [22].

При повышении концентрации углеводородов выше допустимой необходимо уменьшать часы смены работников, находящихся в тесном контакте с линейной частью и использовать средства индивидуальной защиты, такие как респираторы.

В ходе выполнения работ используются только мобильные дизельные электростанции ДЭС-100. Дизельная электростанция предназначена для использования в качестве основного или резервного источника трехфазного электрического тока напряжением 400/230 В и частотой 50 Гц [26].

Для обеспечения безопасности людей, защиты электроустановок, а также эксплуатационных режимов работы на электростанциях и подстанциях

установлены заземляющие устройства в соответствии с требованиями правил устройства электроустановок.

Устройство контроля заземления (серия 7485) обеспечивает электростатическое заземление машин и оборудования трубопровода. Одновременно прибор контролирует состояние электростатического заземления. Тем самым обеспечивается поддержание электростатического заряда на безопасном уровне, а также отсутствие взрывоопасности вследствие неконтролируемой разрядки данной энергии [24].

Ввиду частых гроз на участке и повышенного электростатического напряжения на всех дизельных электростанциях должны быть установлены молниеотводы, объединенные в общую систему молниезащиты. Контроль заземляющих устройств проводится рабочим персоналом методом амперметра – вольтметра в конце рабочей смены.

#### **4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности**

Реконструкция нефтепровода производится на открытом воздухе, поэтому к помещениям пожарной опасности можно отнести только помещения заправки техники и помещения для бытовых хозяйственных нужд. По пожарной опасности данный тип помещения относится к категории – А [27].

Проектируемый объект предназначен для транспортировки нефти, которая находится в жидком состоянии под давлением. Нефть обладает взрыво- и пожароопасностью, при её испарении выделяются легкие фракции.

С взрывопожароопасными свойствами нефти связана одна из наиболее распространенных причин пожаров – нарушение герметичности оборудования и арматуры с последующим возгоранием нефти от постороннего источника зажигания.

Причинами возникновения пожара в помещении заправки техники могут быть:

- возгорание нефти и нефтяных паров от нагретых до высокой температуры поверхностей;
- молнии;
- скопившееся статическое электричество;
- искры, возникшие при ударе металлических инструментов или частей оборудования;
- открытые огневые работы (сварка, резка, шлифовка);
- незащищенное технологическое оборудование;
- человеческий фактор (курение, разведение огня, нарушение ТБ и т.п.).

Все электрооборудование на складе помещено в взрывонепроницаемую оболочку, способную выдержать внутренний взрыв без деформирования корпуса. Дополнительно рекомендуется установить по периметру склада звуковую сигнализацию, информирующую о возникновении пожара, внутри разместить информационные знаки и планы эвакуации.

На рабочих местах имеются первичные средства пожаротушения:

- песок и земля;
- огнетушитель ОП-5 и ОП-50;
- лопата (штыковая и совковая);

#### **4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях**

Ремонт участка трубопровода проводится при полной остановке перекачки.

Причинами аварийных ситуаций могут быть:

- нарушения правил ведения газоопасных и огневых работ;
- неисправность отопительных приборов;

- человеческий фактор (работы проводятся вблизи населенного пункта, кроме этого, нефтепровод пересекает автомобильные дороги);
- разряды статического электричества и грозовые разряды;
- нарушения требований пожарной безопасности при эксплуатации технологического оборудования;
- неисправность и нарушение правил эксплуатации электрооборудования, электросетей [2].

На территории участка могут произойти следующие чрезвычайные ситуации: пожар; взрыв; угрозы взрывов; природные пожары; увеличение уровня рек.

При возникновении пожара или взрыва в атмосферу выбрасывается большое количество продуктов горения, вследствие чего работники могут получить острые и хронические отравления, а также поражения кожных покровов. Пожар может привести к ожогам различных степеней или летальному исходу. Также большие выбросы продуктов горения негативно сказываются на экологии.

Объект относится к первой группе территорий по гражданской обороне [28]. Назначение объекта – транспортировка нефти по трубопроводу.

На территории участка осуществляется непрерывная перекачка нефти.

Численность персонала составляет 20 человек, работающих в 2 смены по 12 часов.

Персонал полностью обеспечен индивидуальными и медицинскими средствами защиты.

Территория площадки строительства оборудована сооружениями для хранения взрывоопасных и пожароопасных веществ, которые могут вызвать взрыв (первичный поражающий фактор), который приводит к образованию пожара (вторичный поражающий фактор) или создает благоприятные условия для него.



В ходе выполнения работ используются только мобильные дизельные электростанции ДЭС - 100. Дизельная электростанция предназначена для использования в качестве основного или резервного источника трехфазного электрического тока напряжением 400/230 В и частотой 50 Гц [25].

Для оперативного управления производством используются городская сеть телефонной связи и диспетчерская связь.

Для повышения устойчивости объекта и защиты работающих при возможных ЧС рекомендуется установить автономный электрогенератор, емкость для чистой воды, тепловой котел.

#### **4.7 Экологичность проекта**

Загрязнение атмосферного воздуха при замене участка нефтепровода происходит от работающей техники и транспортных средств, выделяющих пыль и загрязняющие вещества. При ручной сварке атмосферный воздух загрязняется сварочным аэрозолем.

При выполнении покрасочных работ выделяются: ксилол (смесь изомеров), скипидар, уайт-спирит, сольвент оранжевый, взвешенные вещества.

Основными мероприятиями, направленными на предупреждение и снижение уровня загрязнения атмосферного воздуха, являются:

- поддержание технического состояния строительных машин и механизмов;
- тщательная регулировка топливной аппаратуры в процессе работы;
- сокращение продолжительности работы двигателей машин на холостом ходу;
- применение видов топлива, обеспечивающих снижение выбросов вредных веществ;
- укрытие кузова машин тентами при перевозке сильно пылящих грузов;

– осуществление заправки машин и автотранспорта в специально отведённых местах, по «герметичным» схемам, исключающим попадание летучих компонентов в окружающую среду.

Одним из главных природоохранных мероприятий, направленных на сохранение земельных ресурсов и плодородия почв, служит рекультивация земель и сохранение плодородного слоя почв:

– обязательное селективное снятие плодородного почвенного слоя на землях сельскохозяйственного назначения;

– проведение технического и биологического этапов рекультивации по всей полосе отвода;

– проведение биологического этапа рекультивации в наиболее благоприятный для этого период.

## 5 Экономическая часть

В экономической части рассчитаны затраты на реконструкцию участка линейной части магистрального нефтепровода «Гурьев – Куйбышев».

Затраты на реконструкцию включают:

- затраты на аренду техники и оборудования;
- оплата труда персонала и страховые взносы;
- стоимость горюче-смазочных материалов;
- затраты на материалы для монтажа трубопровода.

### 5.1 Затраты на аренду техники и основного оборудования

Стоимость аренды техники рассчитывается исходя из её количества, стоимости одного часа работы и продолжительности срока аренды (5 дней) или 60 часов. В таблице 9 приведены стоимости аренды техники и основного оборудования [29, 30, 31, 32].

Таблица 9 – Затраты на аренду техники и основного оборудования

№	Наименование	Кол-во	Цена аренды за час	Стоимость аренды на весь срок работ, руб.
1	Трубоукладчик Komatsu D355	3	1300	234000
2	Трактор	1	1200	72000
3	Бульдозер Б-10	1	2100	126000
4	Бульдозер Т-170	1	2000	120000
5	Бульдозер ДЗ-27	1	1500	90000
6	Экскаватор Hitachi ZX-330	2	1600	192000
8	Экскаватор гидравлический гусеничный CASE-290	1	1625	97500
9	Центратор наружный	3	300	54000
10	Центратор внутренний	1	350	21000

Продолжение таблицы 9

№	Наименование	Кол-во	Цена аренды за час	Стоимость аренды на весь срок работ, руб.
11	Машина очистная ОМП-1020	1	500	30000
12	Корчеватель	1	1200	72000
13	Трактор трелевочный	1	1100	66000
14	Автомобиль для сопровождения колонны	1	550	33000
15	Харвестер	1	1250	75000
16	Форвардер	1	1300	78000
17	Агрегат сварочный ММА Игачи	2	500	60000
18	Источник сварочного тока Lincoln-OC-400	2	650	78000
19	Установка для открытого водоотлива АВ-701	1	430	25800
20	Передвижная лаборатория для контроля неповоротных стыков АКП-145	1	520	31200
21	Искровой дефектоскоп ДИ-74	1	250	15000
22	Прибор ультразвукового контроля УД 2-12	1	275	16500
23	Импульсный рентгеновский аппарат	1	480	28800
24	Лаборатория для контроля изоляции ЛИП-1	1	200	12000
25	Полустационарная лаборатория контроля сварных соединений	1	200	12000
26	Прицеп тракторный	1	730	43800
27	Автокран КС-45717	1	1875	112500
28	Автокран Вездеход	1	1875	112500
29	Плетьевоз ПВ-96	1	1400	84000
30	Наполнительно – опрессовочный агрегат АНО-203	1	820	49200
31	Наполнительный агрегат АН-501	1	800	48000
32	Насос для заливки воды НЦС-2	1	360	21600
33	Вибропогружатель гидравлический	1	310	18600
34	Электростанция	2	960	115200
35	Автомобиль «Бензовоз»	1	700	42000
36	Тягач с прицепом КаМАЗ-65116	1	1200	72000

## Окончание таблицы 9

№	Наименование	Кол-во	Цена аренды за час	Стоимость аренды на весь срок работ, руб.
37	Тягач КЗКТ 7428	1	1200	72000
38	Прицеп–тяжеловес ЧМЗАП-9990-073-01	1	1300	78000
39	Насосный агрегат для откачки воды из котлована	1	560	33600
40	Автоцистерна	1	300	18000
41	Автомобиль бортовой	2	340	40800
42	Автобус «Урал» вахтовый	2	400	48000
43	Автосамосвал Камаз 55111	1	1200	72000
44	Пожарная машина	2	950	114000
	Итого:			2835600

Таким образом, затраты на аренду техники и основного оборудования составляют 2835600 рублей.

## 5.2 Затраты на вспомогательное оборудование

Производим подсчет затрат на вспомогательное оборудование, расчет представлен в таблице 10 [33]:

Таблица 10 – Расчет затрат на вспомогательное оборудования

№	Наименование	Кол-во	Цена с НДС, тыс.руб.	Стоимость с НДС, тыс. руб
1	Полотенце мягкое	2	43650	87300
2	Машина для безогневой резки труб «Файн»	1	53000	53000
3	Герметизатор	4	73072	292288

Окончание таблицы 10

№	Наименование	Кол-во	Цена с НДС, тыс.руб.	Стоимость с НДС, тыс. руб
4	Трассоискатель Radiodetection RD2000CPS с генератором	2	75000	150000
5	Адаптер K350	2	23 600	47200
6	Мобильная радиостанция	1	8999	8999
7	Углошлифовальная машинка	1	2550	2550
8	Печь для прокалики электродов	1	5000	5000
9	Лоток	1	5231	5231
10	Огнетушитель	12	835	10020
11	Бензомоторная пила	1	6600	6600
12	Пропановая горелка	1	5934	5934
13	Установка пескоструйная Contracor DBS-100 RC с ДУ	1	144 040	144040
14	Установка для подогрева стыков «Курай»	2	47 000	94000
15	Механизм подачи проволоки TSS FCAW-501	1	125000	125000
16	Механизм подачи порошковой проволоки LN-23P	1	32000	32000
17	Компрессор	1	6 700	6700
18	Оборудование для размагничивания трубопровода	1	78 000	78000
19	Подвеска троллейная	3	118800	356400
	Итого:			1510262

Далее производим расчет водопотребления на хозяйственно- питьевые нужды.

### 5.3 Расчет водопотребления на хозяйственно – питьевые нужды

Водопотребление воды на строительной площадке рассчитывается по формуле:

$$Q_{\text{пит}} = Q_{\text{сут}} \cdot n \cdot d \quad (48)$$

где  $Q_{\text{сут}}$  – среднесуточное потребление воды;

$T$  – количество воды выпитое людьми;

$n$  – количество персонала (принять 40 человек);

$d$  – количество рабочих дней (5 дней).

Водопотребление воды на строительной площадке составит:

$$Q_{\text{пит}} = 0,01 \cdot 5 \cdot 40 = 2 \text{ м}^3;$$

Расчетная стоимость рассчитывается по формуле:

$$T = Q_{\text{пит}} \cdot p, \quad (49)$$

где  $p$  – тариф на питьевую воду,  $p = 26,51$  руб/л [34].

$$T = 2000 \cdot 26,51 = 53020 \text{ руб.}$$

#### **5.4 Расчет стоимости горюче-смазочных материалов**

При определении потребности в горюче-смазочных материалах (ГСМ) были использованы нормативы ВСН 417 – 81 «Инструкция по нормированию расхода дизельного топлива, бензина и электроэнергии на работу строительномонтажных машин и механизмов» [35]. При расчете топлива и смазочных материалов для транспортных машин использованы удельные нормы потребления топлива на 100 км пробега. Вся используемая строительная техника, агрегаты и механизмы, автомобильный транспорт работают на дизельном топливе.

Общий расход ГСМ приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Общий расход и стоимость ГСМ

Наименование показателя	Вид ГСМ	
	Дизтопливо	Масла для двигателей дизельных
Расчетная потребность в ГСМ, т	10	2
Цена за тонну с НДС	38700	25921,88
Стоимость	387000	51843,76
Итого:	438843,8	

### 5.5 Затраты на материалы и оборудование для монтажа

Затраты на электроды определяются по формуле:

$$C_э = C_э \cdot N_э, \quad (50)$$

где  $N_э$  – норма расхода покрытых электродов, кг;

$C_э$  – цена 1 кг электродов Э50А,  $C_э = 106$  руб/кг [33].

Затраты на электроды:

$$N_э = G_э \cdot l_{ш}, \quad (51)$$

где  $l_{ш}$  – длина сварного шва, 150 м.

$G_э$  – удельная норма расхода, кг/м

$$N_э = 0,9687 \cdot 150 = 145 \text{ кг};$$

$$C_э = 145 \cdot 106 = 15370 \text{ руб.}$$



$$G_3 = k_p \cdot m_n, \quad (52)$$

где  $k_p$  – коэффициент расхода, учитывающий неизбежные потери электродов;

$m_n$  – расчетная масса наплавленного металла, кг/м.

Масса наплавленного металла рассчитывается по формуле:

$$m_n = \rho \cdot \frac{108}{1000}, \quad (53)$$

где  $\rho$  – плотность стали, 7,8 г/м<sup>3</sup>;

$$m_n = 7,8 \cdot \frac{108}{1000} = 0,8424 \text{ г/м};$$

$$G_3 = 1,15 \cdot 0,8424 = 0,9687 \text{ кг/м}.$$

Затраты на новые трубы 720x10 мм: стоимость труб за тонну составляет 46500 рублей. Всего для участка планируется покупать 148 труб, общим весом 319 тонн, их стоимость составляет 14833500 рублей [36].

## 5.6 Заработная плата рабочих и страховые взносы

Далее определим затраты на оплату труда, районного коэффициента и северной надбавки. Смена 12 часов, 5 рабочих дней, таким образом общее количество часов составит 60 часов. Численность персонала приведена в таблице 13.

Таблица 12 – Списочная численность основных рабочих

№	Наименование специальности рабочего	Количество, чел.
1	Машинист экскаватора	3
2	Водитель	4
3	Машинист трубоукладчика (автокрана)	5
4	Машинист бульдозера	3
5	Машинист (трактора с навесным обор.)	4
6	Стропальщик	6
7	ИТР	4
8	Техник	2
9	Сварщик	4
10	Сторож	1
11	Дефектоскопист	2
12	Лаборант	2
	Всего	40

Затраты на оплату труда персонала представлены в таблице 13 [37].

Таблица 13 – Расчет затрат на оплату труда

Должность	Количество	Ставка за час работы руб.	Оклад за период ремонта руб.	Районный коэффициент 25% от оклада, руб.	Итого на одного работника, руб.	Фонд заработной платы, руб.
Машинист экскаватора	3	160	9600	2400	12000	36000
Водитель	4	130	7800	1950	9750	39000
Машинист трубоукладчика (автокрана)	5	180	10800	2700	13500	67500
Машинист бульдозера	3	180	10800	2700	13500	40500
Машинист (трактора с навесным обор.)	4	180	10800	2700	13500	54000
Стропальщик	6	110	6600	1650	8250	49500
ИТР	4	200	12000	3000	15000	60000
Техник	2	160	9600	2400	12000	24000
Сварщик	4	195	11700	2925	14625	58500
Сторож	1	100	6000	1500	7500	7500
Дефектоскопист	2	200	12000	3000	15000	30000
Лаборант	2	140	8400	2100	10500	21000
Итого:	x	x	x	x	x	487500

Затраты на страховые взносы и затраты на травматизм представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Затраты на страховые взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний

Показатель	Сумма затрат, руб.
Страховые взносы	146250
Взносы на страхование от несчастных случаев	1950
Итого	148200

### 5.7 Смета затрат

В таблице 15 представлена смета затрат при проведении реконструкции участка.

Таблица 15 – Смета затрат на реконструкцию участка МН

Показатели	Стоимость, руб.
Затраты на аренду техники	2835600
Вспомогательное оборудование	1510262
Водопотребление	53020
ГСМ	438844
Материалы для монтажа	14848870
Оплата труда	487500
Страховые взносы и взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний	148200
Итого:	20306926

Структура затрат представлена на рисунке 2.



Рисунок 2 – Структура затрат на реконструкцию участка нефтепровода

Экономический вывод: из рисунка следует, что наибольшую долю в затратах (73 %) составляют затраты на материалы для монтажа.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы, выполнена реконструкция участка магистрального нефтепровода «Гурьев – Куйбышев» протяженностью 1,8 км, которая заключается в строительстве нового трубопровода диаметром 720 мм с толщиной стенки равной 11 мм, рассчитанного на рабочее давление 7 МПа.

Выполнен расчет оптимальных типоразмеров реконструируемого МН, проведена проверка по условиям прочности, деформации и общей устойчивости, проведен подбор сварочных электродов и расчет условий сварки.

В разделе «Безопасность и экологичность» приведен анализ вредных и опасных факторов, действующих на участников выполнения работ, а также указаны методы и средства защиты от производственных опасностей.

В экономической части работы произведен расчет капитальных вложений на реконструкцию.

На основе вышеизложенных данных, следует заключить о том, что поставленная цель достигнута, поскольку все задачи выполнены.

Проведение реконструкции магистрального нефтепровода позволит обеспечить надежную эксплуатацию нефтепровода, улучшит его технические характеристики и продлит срок службы.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- АО – акционерное общество;
- ГСМ – горюче-смазочные материалы;
- МН – магистральный нефтепровод;
- МТР – материально-технические ресурсы;
- НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;
- ПДК – предельно допустимая концентрация;
- ПДУ – предельно допустимые условия;
- ППРк – проект производства работ грузоподъемными кранами;
- ССН – станция смешения нефти;
- ТУ – технические условия;
- ЧС – чрезвычайная ситуация.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06 – 85\*. – Взамен СНиП II-45 – 75 ; введ. 01.07.2013. – Москва : Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2012. – 97 с.
2. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01 – 99\*. – Взамен СНиП 2.01.01 – 82 ; введ. 01.01.2013. – Москва : Минстрой России, 2015. – 124 с.
3. Новости АО «Транснефть-Приволга» [Электронный ресурс] : АО «Транснефть-Приволга». – Режим доступа: <https://volga.transneft.ru/press/news/>.
4. ВСН 004 – 88 Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация. – Введ. 01.04.1989. – Москва : Миннефтегазстрой, 1989. – 93 с.
5. РД 03-614 – 03 Порядок применения сварочного оборудования при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производств. – Введ. 19.06.2003. – М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2015. – 76 с.
6. РД 11-06 – 2007 Методические рекомендации о порядке разработки проектов производства работ грузоподъемными машинами и технологических карт погрузочно-разгрузочных работ. – Введ. 10.05.2007. – М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2003. – 59 с.
7. СНиП 12-03 – 2001 Безопасность труда в строительстве. Часть I. Общие требования, Введ. – 01.09.2001
8. СНиП 12-04 – 2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть II. Строительное производство.
9. ГОСТ Р 56542 – 2015 Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов. – Введ. 01.06.2016. – Москва : Стандартинформ, 2015. – 26 с.
10. СП 45.13330.2012 Земляные сооружения, основания и фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87. – Введ. 01.01.2013. – Москва : Минрегион России, 2012. – 145 с.

11. РД 102-011 – 89 Охрана труда. Организационно – методические документы. – Введ. 01.04.1989. – Москва : Миннефтегазстрой, 1989 – 155 с.
12. ВСН 012 – 88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть I. Введ. 27.12.1989. М.: ВНИИСТ, 1989. – 41 с.
13. ВСН 006 – 89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка. – Введ. 01.07.1989. – М.: Миннефтегазстрой, 1989. – 31 с.
14. СНиП 2.01.07 – 85 Нагрузки и воздействия.; введ. 01.01.1987. – Москва : ИБ Нормирование, стандартизация и сертификация в строительстве, 2003. – 31 с.
15. Бабин, Л. А. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов : учеб. пособие для ВУЗов / Л. А. Бабин, Л. И. Быков, В. Я. Волохов. – Москва : Недра, 1995 – 255 с.
- 17 Сокольников, А. Н. Сооружение и ремонт газонепроводов : учебно-методические указания к курсовому проектированию / А. Н. Сокольников. Красноярск : СФУ, 2017. - 40 с.
- 18 ГОСТ 9467 – 75 Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. введ. 27.03.1975.М.: Стандартиформ, 2008. – 9 с.
20. ГОСТ 12.0.003 – 2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. введ. 01.03.2017.М.: Стандартиформ, 2019. - 9 с.
21. Безопасность жизнедеятельности : учеб. -метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. - Электрон. дан. - Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016.
22. ГОСТ 12.1.005 – 88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. введ. 01.01.1989.М.:Стандартиформ, 2008. - 78 с.



23. ГОСТ 12.0.003 – 74 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 01.01.76. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2004. – 4 с.
24. ГОСТ 12.1.005 – 88 ССБТ Общие санитарно – гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Взамен ГОСТ 12.1.005-76 ; введ. 01.01.1989. – Москва : Стандартиформ, 2008. – 48 с.
25. ПБ в нефтяной и газовой промышленности. – Введ. 12.03.2013. – М.: ОАО ЦПП, 2013. – 134с.
26. ГОСТ 30852.0 – 2020 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования. – Введ. 15.02.2014. – Москва : Стандартиформ, 2014. – 56 с.
27. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введ. 01.05.2009. – Москва : ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. – 32 с.
28. Динамика цен на нефть Brent (ICE.Brent, USD за баррель) // ООО «Яндекс» [сайт]. – Режим доступа: <https://news.yandex.ru>
29. Динамика курса доллара США к рублю (USDТОМ\_УТС, МОЕХ) // ООО «Яндекс» [сайт]. – Режим доступа: <https://news.yandex.ru>
30. ГОСТ 12.0.003 – 74 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 01.01.76. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2004. – 4 с.
31. СНиП 2.01.07 – 85 Нагрузки и воздействия. – Взамен главы СНиП II-6-74 ; введ. 01.01.1987. – Москва : ИБ Нормирование, стандартизация и сертификация в строительстве, 2003. – 31 с.
32. СанПиН 2.1.2.2645 – 10 Санитарно – эпидемиологические требования к условиям проживания в жилых зданиях и помещениях. – Взамен СанПиН 2.1.2.1002 – 00 ; введ. 15.07.2010. – Москва : Роспотребнадзор, 2010. – 29 с.
33. Лизинговый калькулятор // АО «Лизинговая компания «КАМАЗ» [сайт]. – Набережные Челны, 2016. – Режим доступа: <http://kamazleasing.ru>

34. Тарифы на питьевую воду в Куйбышевском районе [Электронный ресурс]: Новоградсерис. – Режим доступа: <https://nvgs.ru/tariffs/2k21>.

35. ВСН 417 – 81 Инструкция по нормированию расхода дизельного топлива, бензина и электроэнергии на работу строительного-монтажных машин и механизмов. Введ. 27.02.1981. М.: ЦБНТИ, 1981. – 63 с.

36. Труба 720\*10мм ст. 12х18н10т[Электронный ресурс] Пульс цен: – Режим доступа:  
[https://samara.pulscen.ru/products/truba\\_720\\_kh10\\_st\\_10\\_20\\_3sp\\_17g1s\\_10g2fbyu\\_12kh18n10t\\_20xkh\\_rezka\\_dosta\\_25770720](https://samara.pulscen.ru/products/truba_720_kh10_st_10_20_3sp_17g1s_10g2fbyu_12kh18n10t_20xkh_rezka_dosta_25770720)

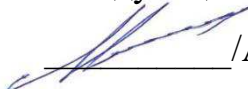
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 /А. Н. Сокольников  
« 13 » июня 2021 г.


**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Реконструкция участка линейной части нефтепровода

Руководитель  18.06.21 доцент, канд. техн. наук В. И. Верещагин

Выпускник



16.06.21

Д. О. Бадлуев

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:  
«Реконструкция участка линейной части нефтепровода»

Консультанты по  
разделам:

Экономическая часть



И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности



Е. В. Мусияченко

Нормоконтролер



О. Н. Петров

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа (ВКР) по теме «Реконструкция участка линейной части нефтепровода» содержит 74 страницы текстового документа, 36 использованных источников, 2 рисунка, 16 таблиц, 6 листов графического материала.

### РЕКОНСТРУКЦИЯ, МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД, ЛИНЕЙНАЯ ЧАСТЬ.

Объект ВКР: участок линейной части нефтепровода.

Цель ВКР: разработать проект мероприятий по реконструкции участка линейной части магистрального нефтепровода, предназначенного для работы с более высоким рабочим давлением.

Для достижения данной цели необходимо решить следующие задачи.

1. Проанализировать информацию о существующем объекте.
2. Разработать план мероприятий по реконструкции объекта.
3. Выполнить расчеты на прочность, деформацию и общую устойчивость.
4. Определить капитальные вложения на реконструкцию участка линейной части нефтепровода.

Технологическая часть дипломного проекта содержит сведения о районе строительства, план мероприятий по реконструкции, а также проведены расчеты прочностных характеристик трубопровода и сварочно-монтажных работ.

В разделе «Безопасность и экологичность» приведен анализ вредных и опасных факторов, действующих на участников выполнения работ, а также указаны методы и средства защиты от производственных опасностей.

В экономической части работы произведен расчет капитальных вложения на реконструкцию.

Проведение реконструкции магистрального нефтепровода позволит обеспечить надежную эксплуатацию нефтепровода, улучшит его технические характеристики и продлит срок его службы.