

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

«23» июня 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Технология выборочного ремонта участка магистрального
нефтепродуктопровода

Руководитель

доцент, канд. техн. наук А.Н. Сокольников

Выпускник

Е.С. Ясаков

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Технология выборочного ремонта участка магистрального нефтепродуктопровода»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

А. Н. Минкин

Нормоконтролер

О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме: «Технология выборочного ремонта участка магистрального нефтепродуктопровода» содержит 79 страниц текстового документа, количество использованных источников – 20, листов графического материала – 6.

РЕМОНТ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДА, ВИДЫ РАБОТ, ВЗРЫВ, РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ.

Цель бакалаврской работы – разработать технологию ремонта дефектного участка магистрального нефтепродуктопровода, с применением энергии взрыва.

В результате бакалаврской работы был проведен расчет на прочность, деформацию и общую устойчивость заменяемого участка линейной части нефтепродуктопровода, оценена экономическая эффективность, разработаны действия для соблюдения всех правил безопасности жизнедеятельности.

В итоге была разработана технология выборочного ремонта, в которой были рассмотрены все основные этапы технологического процесса.

СОДЕРЖАНИЕ

Реферат.....	3
Введение.....	6
Основная часть	7
1 Методы ремонта МНПП.....	7
2 Технологическая часть	8
2.1 Подготовительный этап.....	9
2.2 Земляные работы.....	13
2.3 Освобождение от нефтепродукта.....	16
2.4 Вырезка	17
2.5 Установка герметизаторов ГРК.....	17
2.6 Контроль герметичности перекрытия.....	20
2.7 Установка катушки	22
2.8 Нанесение изоляции и засыпка.....	24
2.9 Гидравлические испытания трубопровода.....	28
3 Расчетная часть.....	31
3.1 Определение плотности и вязкости перекачиваемого нефтепродукта при расчетной температуре	32
3.2 Определение толщины стенки трубопровода.....	33
3.3 Проверка толщины стенки трубы нефтепровода	34
3.2 Проверка нефтепровода на прочность, деформацию и общую устойчивость.....	36
4 Безопасность и экологичность.....	47
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	47
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	49
4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	50

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	51
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	51
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	52
4.7 Экологичность проекта	54
5 Экономическая часть проекта.....	54
5.1 Расчет затрат на приобретение оборудования и расходных материалов	55
5.2 Расчет затрат на топливо.....	64
5.3 Расчет затрат на водопотребление	66
5.4 Расчет текущих годовых затрат.....	67
5.5 Расчет затрат на оплату труда и страховые взносы	71
5.6 Смета затрат.....	72
Заключение	74
Список сокращений	75
Список использованных источников	77

ВВЕДЕНИЕ

Магистральные нефтепродуктопроводы (МНПП) предназначены для транспортировки широкого ассортимента нефтепродуктов, таких как бензин, керосин, мазут, с нефтеперерабатывающих комплексов до пунктов их распределения – крупных перевалочных нефтебаз, наливных станций и распределительных нефтебаз. Несмотря на существующие методы защиты труб, в течении срока эксплуатации они рано или поздно изнашиваются, появляются всевозможные дефекты, например: дефекты геометрии трубы (вмятины, гофры, сужение), дефекты стенки трубы (потеря металла, риска, расслоения, трещина) и т.д. В связи с этим актуальна задача по восстановлению несущей способности трубы.

Цель дипломной работы.

Разработать технологию выборочного ремонта, методом вырезки дефектного участка магистрального нефтепродуктопровода, с применением энергии взрыва.

Для достижения цели необходимо:

- ознакомиться с нормативно-технической документацией;
- на основе полученной информации составить порядок проведения мероприятий, направленных на восстановление несущей способности трубы;
- провести проверку на прочность, деформации и общую устойчивость;
- рассмотреть вопросы безопасности и экологичности проекта;
- определить стоимость затрат на проведение ремонтных работ.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1 Методы ремонта МНПП

Дефект нефтепровода – это любое отклонение от стандарта, проявляющееся в изменении качества материала, геометрических параметров трубы, сварного шва, возникшие во время изготовления или эксплуатации, а также недопустимые соединительные детали и конструктивные элементы, выявленные внутритрубной диагностикой.

Дефекты подразделяются на дефекты, подлежащие ремонту (ДПР), из которых по степени опасности выделяются дефекты первоочередного ремонта (ПОР). Дефектами, подлежащими ремонту являются: дефекты труб и соединительные детали, установленные на магистральных и технологических нефтепроводах, параметры которых не имеют соответствия с требованиями нормативных документов. 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.

Методы ремонта, применяемые на магистральных и технологических трубопроводах:

- шлифовка;
- заварка;
- установка ремонтной конструкции (муфты, патрубки);
- вырезка дефекта (замена «катушки» или замена участка).

Существуют методы постоянного ремонта и методы временного ремонта.

К методам постоянного ремонта относятся методы, восстанавливающие несущую способность дефектного участка нефтепровода до уровня бездефектного участка на все время его дальнейшей эксплуатации. Методы и конструкции для постоянного ремонта: шлифовка, заварка, вырезка,

композитная муфта, обжимная приварная муфта, галтельная муфта, удлиненная галтельная муфта для ремонта гофр, патрубков с эллиптическим днищем.

Шлифовка применяется для ремонта участков трубопровода с небольшими поверхностными дефектами (не более 10 % от номинальной толщины стенки): коррозионных дефектов и рисок, расслоений с выходом на поверхность и мелких трещин.

Заварка используется для ремонта дефектов типа «потеря металла» (коррозионные язвы, риски) с остаточной толщиной стенки не менее 5 мм. Трещины, а также риски во вмятинах, где возможны трещины, не ремонтируются данным методом. Заваркой восстанавливается первоначальная толщина стенки в местах, где произошли потери металла.

Метод заварки используют только на полностью заполненном нефтью нефтепроводе. Выполнение заварки на частично заполненном нефтепроводе не допускается. При осуществлении сварочных работ на действующем нефтепроводе, должны соблюдаться повышенные требования безопасности.

Ремонт мелких, неопасных по прочности дефектов может, производиться путем их заполнения специальными композитными материалами, затвердевающими в течение нескольких часов.

Конструкции временного ремонта устанавливаются на ограниченное время, запрещается установка их в плановом порядке. К методам временного ремонта относятся: необжимная приварная муфта и муфта с коническими переходами. Данный тип муфт разрешается использовать только для аварийного ремонта, с последующей заменой в течении одного месяца и для ремонта гофр, с обязательной последующей заменой в течении одного года на постоянные методы ремонта.

2 Технологическая часть

2.1 Подготовительный этап

Для организации проведения огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности на объектах филиала силами или с привлечением подрядных организаций не позднее пяти рабочих дней до начала работ совместным приказом филиала, в котором планируется проведение работ, и подрядной организации назначаются ответственные за выдачу нарядов-допусков, их утверждение, подготовку к проведению работ, проведение анализа газовоздушной среды, допуск к проведению работ, организацию и безопасное производство работ, проведение работ (применительно к планируемым конкретным видам и местам проведения работ).

а) Необходимо подготовить спецтехнику, оснащенную искрогасителями, предварительно проверенные на эффективность в темное время суток. Подготовить и доставить на место производства работ материалы, приспособления, механизмы и технику, обеспечив постоянное дежурство пожарного автомобиля. Так же подготовить и доставить на место производства работ спецодежду, СИЗ противогазы шланговые ПШ-2, инструмент не дающий искрообразования, приборы контроля загазованности газоанализатор АНТ-3, первичные средства пожаротушения, медицинские аптечки, емкости для питьевой воды.



Рисунок 1 – Противогаз шланговый (ПШ-2)

Произвести входной контроль и проверить наличие сертификатов, наличие паспортов на материалы. Проверить наличие инвентарных номеров и отметок о проведенных испытаниях на передвижном и переносном электроинструменте, электрооборудовании и передвижных электростанциях. Выполнить заземление передвижной ТЭП. Сопротивление контура не должно превышать 4 Ом.



Рисунок 2 – Анализатор-течеискатель (АНТ-3)

Оформить протокол измерения сопротивления контура защитного заземления.

б) Обозначить маршруты движения автотехники. Определить места и порядок расстановки спецтехники.

в) Оформить наряды-допуски на подготовительные и основные работы и предоставить на утверждение за 24 часа на каждую операцию с выдачей наряда-допуска не позднее чем за 12 часов. Оформить необходимую разрешительную документацию. Обеспечить на месте производства работ копию утвержденного ППР.

г) Подготовить необходимую аппаратуру для производства неразрушающего контроля сварных соединений.

д) Выставить пожарный щит не более чем за 5м от края котлована и в жилом городке. При проведении работ в нескольких местах, следует обеспечить каждое место ПСП. Все перечисленные средства должны быть окрашены в соответствии с требованиями НПБ-160 – 97.

е) Обеспечить рабочий персонал, занятый работами по вырезке сужений, спецодеждой, спецобувью и другими средствами защиты. Применяемые СИЗ должны иметь сертификаты соответствия.

Обеспечить работников, выполняющих огневые или газоопасные работы во взрывоопасной зоне, спецодеждой для защиты от повышенных температур (спецодежда с огнезащитной пропиткой).

Рабочих, осуществляющих работы в лежачем положении или положении «с колена», обеспечить матами или наколенниками из материала низкой теплопроводности и водонепроницаемости.

Средства индивидуальной защиты должны периодически подлежать осмотрам в порядке и сроке, установленных ТУ на них.

Чтобы защитить органы дыхания должны применяться СИЗОД – фильтрующие и шланговые противогазы. Исправность противогаза проверяют периодически по графику, но не реже раза в 3 месяца. До и после применения работник должен проверить противогаз на герметичность согласно инструкции по эксплуатации. Работники должны быть обучены правилам обращения с противогазами.

Для защиты головы от механических повреждений, воды, повреждения электрическим током должны применяться каски. Каски подлежат

ежедневному осмотру в течении всего срока эксплуатации, с целью выявления возможных дефектов. Ремонту каски не подлежат.

К средствам защиты лица, глаз и органов слуха, относятся щитки защитные лицевые, очки защитные, противочумные наушники, вкладыши.

К средствам индивидуальной защиты работников от падения, относятся предохранительные пояса с сигнально-спасательной веревкой. На каждом предохранительном поясе имеется бирка с инвентарным номером.

Сигнально-спасательная веревка должна иметь маркировку, включающую:

- инвентарный номер;
- значение статического разрывного усилия;

ж) Контроль воздушной среды осуществляется до и после выполнения всех подготовительных мероприятий, предусмотренных нарядом-допуском. Первичный контроль воздушной среды, проводится в присутствии лиц, ответственных за подготовку и проведение работ, текущие замеры – в присутствии ответственного за проведение работ.

Осуществление контроля за воздушной средой производится: перед началом работ, после каждого перерыва в работе, в течении всего времени выполнения работ с периодичностью не реже чем через 0,5 часа работы, а также по первому требованию работающих.

Производится остановка нефтепродуктопровода путем закрытия задвижек и открытия задвижек. После производится создание и проверка наличия видимого разрыва электрических цепей на электрофицированных задвижках (обесточивание). Затем производится откачка нефтепродукта из отсеченного участка с помощью ПНУ, МКАУ и АКН.



Рисунок 3 – Агрегат для сбора нефти и газового конденсата (АКН)

2.2 Земляные работы

Необходимо снять плодородный слой и переместить его в отвал временного хранения. Минимальная ширина полосы снятия плодородного слоя должна быть равна ширине котлована плюс 0,5 м в каждую сторону. Разработку котлована осуществлять экскаватором, соблюдать расстояние между образующей трубопровода и ковшом экскаватора не менее 0,2 м. Разработка оставшегося грунта осуществляется вручную, не допуская механических ударов по трубопроводу. Перед разработкой необходимо определить размеры ремонтного котлована по формуле $L = l + (2 - 3)$ [м], где l – длина заменяемого нефтепровода (м), но не менее диаметра нефтепровода, при этом расстояние от конца заменяемого участка до прилегающей торцевой стенки котлована должно быть не менее 1...1,5 м. Расстояние между трубой и стенками котлована менее 1,5 м. При необходимости укрепить стенки котлованов от обрушения. Доработка котлованов. Расстояние от нижней образующей трубы до дна котлована не менее 0,6 м. Очистить трубу от изоляции в местах резов.

Перед началом производства работ в котловане следует провести контроль крутизны откосов с применением измерительных средств. Разработка ремонтного котлована без откосов не допускается.

Произвести ручную снятие изоляции в местах резов.

В месте резов на участки шунтируются перемычками из меди сечением не менее 16 мм^2 с нефтепродуктопроводом для уравнивания потенциала.



Рисунок 4 – Шунтирующая перемычка

В местах производства работ за 24 часа до начала основных работ отключить все СКЗ ВЛ и ЭХЗ в обе стороны на расстоянии не менее 10 км.



Рисунок 5 – Станция катодной защиты (СКЗ)

Обвязать откачивающий агрегат ПНУ-2. При обвязке в месте откачки использовать обратные фланцевые клапаны; клапаны монтировать на вантузную задвижку фланцевого соединения, при соединении рукавов в месте откачки и закачки использовать гусачи. Проверить защиту статического электричества с составлением протокола металлосвязи.



Рисунок 6 – Передвижная насосная установка (ПНУ)

Произвести гидроиспытание. ЦНС должен быть предварительно испытан на давление максимально допустимое на входе (0,6 МПа). После чего подпорный насос перекрывается секущей запорной арматурой, производится испытание приемной линии обвязки ПНУ давлением $1,25P_T$, где P_T – максимально статическое давление на месте откачки после остановки нефтепродуктопровода, но не меньше 0,6 МПа.

Выкидная линия должна быть испытана на давление 6,3 МПа для нефтепродуктопровода с рабочим давлением до 6,3 МПа включительно. Время выдержки обвязки ПНУ под испытательным давлением не менее 1 час

Испытание обвязки проводить незамерзающей жидкостью. Запрещается проводить ГИ обвязки перекачиваемым продуктом. Составить акт о проведении работ. При необходимости обустроить укрытие для обвязки ПНУ на время испытаний с обогревом с помощью искробезопасного оборудования.

Установить и опробовать радиосвязь с места производства работ с диспетчером НРНУ. Начальнику НПС для обеспечения устойчивой связи с места производства при необходимости за пять дней оформить в письменном виде заявку на организацию связи на время производства работ и направить в местный узел связи ППТУС. Проверить (обеспечить) у ответственных за производства работ наличие переносных радиостанции. Организовать дежурство на время производства работ.

Сообщить диспетчеру АО об окончании подготовительных работ.

2.3 Освобождение от нефтепродукта

После разрешения диспетчера произвести технологические переключения задвижек. Создать и проверить наличие видимого разрыва электрических цепей на электрофицированных задвижках. Выполнить и проверить выполнение мероприятий по недопущению несанкционированного открытия неэлектрофицированных задвижек.

Откачка нефтепродукта из участка производится согласно плану откачки нефтепродукта из нефтепровода. Обеспечить на весь период времени проведения газоопасных работ использование газоанализатора Колион-1В.

Произвести дооткачку в АКН.



Рисунок 7 – Газоанализатора Колион-1В

2.4 Вырезка

До начала основных работ необходимо отметить границы опасной зоны и выставить посты охраны. Весь персонал и технические средства вывезти за границы опасной зоны. Одеть хомуты на катушку и действующую трубу и установить шунтирующие перемычки. Далее производится вырезка трубопровода методом взрыва с последующим демонтажом данного участка при помощи автокрана. После осуществляется зачистка рабочего котлована и подготавливается рабочее место сварщика. Дно котлована засыпается свежим грунтом обеспечивая расстояние от дна котлована до нижней образующей трубы 600мм. Устанавливаются лестницы (4 шт) по две с каждой стороны котлована.



Рисунок 8 – Вырезка трубопровода методом взрыва

2.5 Установка герметизаторов ГРК

Трубопроводчикам линейным, перед установкой герметизаторов, необходимо очистить внутреннюю поверхность трубопровода на расстояние не

менее 3м. Работы по зачистке трубопровода от парафиновых отложений трубопроводчикам линейным производить в противогазах типа ПШ-20.

После вырезки элементов трубопровода, трубопроводчикам линейным установить герметизаторы «ГРК» по схеме. Запрещается использовать б/у герметизаторы. Во время работ по герметизации внутренней полости трубопровода, ответственному за производство работ необходимо запретить передвижение техники не занятой в производстве работ ближе 100 м. На расстоянии не ближе 3,25 метра от бровки котлована должны располагаться техника и механизмы, участвующие в работе по герметизации полости нефтепродуктопровода. После установки герметизаторов «ГРК» необходимо произвести проветривания ремонтного котлована при помощи взрывозащищенного вентилятора. Взрывозащищенный вентилятор разместить с наветренной стороны на подготовленной площадке, вне котлована (площадки производства работ) не ближе 5 метров от бровки (площадки производства работ). Ответственному за проведение газоанализа провести отбор проб внутри загерметизированного трубопровода со стороны открытого конца трубы, на расстоянии не более 50 мм от торцевой поверхности по периметру окружности герметизатора и на расстоянии не выше 500 мм от дна котлована. Трубопроводчику линейному просверлить отверстия дрелью ручной (пневмо...):

- по одному отверстию диаметром 12 мм за герметизаторами «ГРК» на расстоянии 40 м и на расстоянии не менее 100 мм от продольных и поперечных сварных швов для контроля и выпуска избыточных паров и уровнем нефтепродукта, установить в отверстия маячки на алюминиевых стержнях для проведения контроля уровня нефтепродукта в отсеченном участке, установить узел контроля давления/вакуума;

- для проведения контроля ГВС в полости ремонтируемого участка на расстоянии от 100 до 150 мм (для герметизаторов ГРК) от торцов герметизаторов в трубопроводе необходимо выполнить по одному отверстию диаметром 12 мм. Сверление отверстий следует выполнять на расстоянии не

менее 100 мм от продольных и поперечных сварных швов;

- два отверстия диаметром 12 мм на расстоянии 745 мм (для герметизаторов ГРК) от открытого торца трубопровода, пропустить через отверстие медную проволоку и закрепить его за «рым-болт» в штуцере пневмопровода герметизатора, установить герметизатор «ГРК» вытянув штуцер пневмопровода в отверстие, закрепить узел контроля давления воздуха, обеспечив герметичность.



Рисунок 8 – Герметизаторы резинокордные (ГРК)

Ответственному за производство работ внести записи в «Журнал учета технологических отверстий». Для своевременного обнаружения повышения давления газов и поступления нефтепродукта перед герметизаторами, трубопроводчику линейному в местах технологических отверстий (40 метров) установить сигнальные вешки (маячки на алюминиевых стержнях). Замер уровня нефтепродукта перед герметизаторами и избыточного давления/вакуума должен осуществляться каждые 30 мин и каждые 30 мин вести контроль за давлением воздуха в герметизаторах с записью в журнале. При отклонении давления газа в нефтепродуктопроводе от атмосферного работы должны быть приостановлены, приняты меры по устранению причин изменения давления, просверлено дополнительное количество отверстий для исключения воздействия на герметизатор избыточного давления газа или воздуха при наличии вакуума в нефтепродуктопроводе.

В случае поступления нефтепродукта в нефтепродуктопровод, обнаруженного в процессе производства работ из-за негерметичности задвижки или иных причин, необходимо принять меры по откачке нефтепродукта через просверленные отверстия в более низких по отметкам местах трассы, относительно места производства работ.

После проведения торцевания кромок ответственным за проведение газоанализа, перед началом сварочных работ, провести отбор проб внутри загерметизированного трубопровода со стороны открытого конца трубы, на расстоянии не более 50 мм от торцевой поверхности по периметру окружности герметизатора и на расстоянии не менее 500 мм от дна котлована. Ответственному за производство работ, постоянно вести контроль за маячками и узлом контроля давления/вакуума не реже одного раза в 30 минут вести контроль за давлением воздуха в герметизаторах «ГРК» записью в журнале. При проведении работ по подгонке, сварке элементов трубопровода контроль за состоянием воздушной среды ответственные за газоанализ производить каждые 30 мин:

- через просверленные отверстия 12 мм на расстоянии 100...150 мм от герметизатора «ГРК»;
- на расстоянии не выше 500 мм от дна котлована;
- при сварке деталей – после прохода каждого слоя шва, но не реже одного раза в 30 мин.;
- после каждого перерыва в работе.

2.6 Контроль герметичности перекрытия

Контроль герметичности герметизаторов осуществляется отбором и анализом проб воздуха для определения концентрации паров, газов. Отбор проб для анализа ГВС при подгонке, сварке катушек и ремонте стыков при герметизации полости нефтепродуктопровода должен осуществляться согласно схеме отбора проб.

При проведении огневых работ концентрация паров и газов на месте проведения работ не должна превышать 300 мг/м^3 для дизельного топлива и 100 мг/м^3 для бензина. В полости ремонтируемого участка нефтепродуктопровода допускается превышение ПДК (для дизельного топлива не более 3460 мг/м^3 дизельного топлива и 1630 мг/м^3 для бензина) только при ремонте дефектных стыков. При обнаружении наличия концентрации газов, превышающей допустимую в зоне производства работ, огневые и сварочные работы немедленно прекращаются.

Ответственному за проведение работ вести постоянный дополнительный контроль за состоянием герметизаторов в полости трубопровода при проведении работ по герметизации. Контроль за уровнем нефтепродукта перед герметизаторами и избыточным давлением газов или вакуумом в нефтепродуктопроводе организовывается через отверстие диаметром 12 мм, просверленное в верхней образующей нефтепродуктопровода на расстоянии 40 м до герметизатора. На отверстия должны быть установлены маячки на алюминиевых стержнях и организовано постоянное наблюдение с целью своевременного обнаружения повышения давления газов или образования вакуума и поступления нефтепродукта в полость опорожненного участка нефтепродуктопровода. Уровень нефтепродукта должен определяться с помощью алюминиевого стержня, а контроль избыточного давления/вакуума – переносным мановакууметром. Замер уровня нефтепродукта перед герметизаторами и избыточного давления/вакуума должен осуществляться каждые 30 мин., с записью в приложении к наряду-допуску. При отклонении давления газа в нефтепродуктопроводе от атмосферного работы должны быть приостановлены, приняты меры по устранению причин изменения давления, просверлено дополнительное количество отверстий для исключения воздействия на герметизатор избыточного давления газа или воздуха при наличии вакуума в нефтепродуктопроводе.

После завершения сварочных работ и получения положительных результатов контроля качества стыков неразрушающими методами отверстия

должны быть заглушены металлическими «чопиками», изготовленными из стали Ст3 по ГОСТ 380 или Ст10 по ГОСТ 1050. Чопики должны быть обварены в соответствии с технологической картой, разработанной по РД-23.040.00-КТН-201 – 17.

2.7 Установка катушки

Следующий шаг – стыковка и подгонка отвода. Производится подготовка кромок и подгонка отвода. Все сварочно-монтажные работы проводятся согласно технологическим картам. При центровке используются наружные центраторы. При подгонке анализ газовоздушной среды необходимо производить каждые 30 минут через просверленные 12 мм отверстия в верхней образующей трубы на расстоянии 100 до 150 мм от торцов.



Рисунок 9 – Наружный центратор

Далее необходимо произвести размагничивание свариваемых стыков с помощью приспособления для размагничивания. Выполнить сварку первого стыка. При наличии атмосферных осадков и ветра свыше 10 м/с

устанавливается инвентарное укрытие сварщиков. Провести неразрушающий контроль кольцевого сварного шва. Выдать заключения результатов контроля сварного шва.

Произвести подготовку кромок и подгонку катушки. Все сварочно-монтажные работы проводятся согласно технологическим картам. При центровке использовать наружные центраторы. Величина зазора в стыках должна соответствовать зазорам, указанным в технологических картах на сварку. При подгонке анализ газовой среды производить каждые 30 минут через просверленные 12 мм отверстия в верхней образующей трубы на расстоянии 100 до 150 мм от торцов.

Произвести размагничивание стыкуемых торцов труб перед сваркой с помощью приспособления для размагничивания. Выполнить сварку второго и третьего стыков. При наличии атмосферных осадков и ветра свыше 10 м/с установить инвентарное укрытие сварщиков. Провести неразрушающий контроль кольцевых сварных швов. Выдать заключения результатов контроля сварных швов.



Рисунок 10 – Проведение УЗК кольцевого сварного шва

Заглушить просверленные отверстия металлическими пробками «чоп», обварить металлические пробки «чоп». Производство всех сварочно-монтажных работ по заварке «чоп» производить согласно операционным технологическим картам». Провести 100 % неразрушающий контроль «чоп» методом ВИК, УЗК, капиллярной дефектоскопии. Выдать заключение результатов ВИК, УЗК, капиллярной дефектоскопии. После получения положительных результатов дефектоскопического контроля «чоп», внести записи в «Журнал учета технологических отверстий». Произвести проверку готовности трубопровода к заполнению.

2.8 Нанесение изоляции и засыпка

Очистить наружную поверхность трубы от продуктов коррозии, сварочных брызг металлическими щетками; при этом любые отслоения, ржавчина и посторонние вещества с поверхности должны быть удалены.

После очистки не более чем на 10 % поверхности могут оставаться пятна или полосы прочно сцепленной окалины или ржавчины, видимые не вооруженным глазом.

Допускается нанесение изоляционного покрытия на огрунтованные в заводских условиях поверхности трубопроводов – зачистка не требуется. Все сварочные швы должны быть тщательно очищен от шлака. Поверхность нефтепровода очищается от старой изоляции и продуктов коррозии не менее чем на 150 мм от места изоляции (места перехода трубопровода от надземной прокладки к подземной, стыковки с существующим трубопроводом, подземные трубопроводы). При наличии в виде пленки, капель или инея на поверхности трубы, необходимо произвести просушку с помощью газовой горелки.

После очистки на внешней поверхности не должно быть остатков ржавчины, сварочных шлаков, влаги, масла. Очищенная поверхность должна быть серого цвета с проблесками металлического блеска (за исключением огрунтованных поверхностей). После очистки не более чем на 10 %

поверхности могут оставаться пятна или полосы прочно сцепленной окалины или ржавчины, видимые не вооруженным глазом.

Степень очистки определяется визуальным методом с помощью передвижения по поверхности трубы пластины из прозрачного материала размером 25x25 мм с нанесенной сеткой, образующей квадраты 2,5x2,5 мм.

На очищенную поверхность следует сразу же кистью (валиком) нанести грунтовку. При нанесении мастики поверхность должна быть сухой, наличие влаги в виде пленки, капель или инея, а также следов копоти и масла не допускается. Мастику перед нанесением следует тщательно перемешать; она не должна содержать сгустков и посторонних предметов. Допускается разбавление грунтовки бензином АИ-92 до заданной консистенции (к единице объема концентрата добавляется 0,4 объема бензина и тщательно перемешивается). Температура мастики при нанесении должна быть в пределах от +100 °С до +30 °С. Расход мастики в зависимости от шероховатости поверхности должен составлять порядка 0,14...0,18 л/м³.

Слой мастики толщиной 0,1 мм должен быть сплошным, не иметь сгустков, подтеков и пузырей. Контроль осуществляется визуально. При температуре окружающего воздуха ниже +10 °С рулоны лент и защитной обертки перед нанесением следует выдержать не менее 48 часов в теплом помещении при температуре не ниже +15 °С, но не выше +35 °С.

При намотке ленты полимерная пленка подогревается газовой горелкой (с подплавлением мастичного слоя) до температуры не более +40 °С до появления блеска на мастичном слое (при температуре окружающего воздуха ниже +5 °С и до -15 °С – «горячий» способ). При этом происходит растяжение и размягчение ленты, чем обеспечивается ее плотное прилегание. Достаточная степень нагрева и растяжения ленты определяется визуально. Поверхностный нагрев оберточных лент требует повышенного внимания во избежание прожога. Лента наносится по невысохшей грунтовке или после высыхания до «отлипа». Величина нахлеста полимерно-битумной ленты и оберточной ленты, наносимых в один слой – не менее 3 см, в два слоя – 50 % ширины ленты плюс

3 см. Изоляционное покрытие должно иметь плавный переход к изоляционному покрытию нефтепровода.

Защитная обертка, не имеющая прочного сцепления с изоляцией нефтепровода, должна быть закреплена на базовой поверхности нефтепровода на расстоянии 30...50 см от края изолируемой поверхности. При необходимости для крепления обертки на базовой изоляции нефтепровода должна применяться грунтовка. Оберточные ленты наматываются вручную с усилием, обеспечивающим ее плотное прилегание к изоляционному покрытию.

На криволинейных участках и фасонных частях нефтепровода допускается наносить полимерно-битумные ленты полотнищами с перекрытием не менее 5 см.



Рисунок 11 – Нанесение ленточного изоляционного покрытия

Основными контрольными параметрами изоляционного покрытия являются: толщина, адгезия покрытия к металлу, сплошность, величина нахлеста.

В процессе проведения изоляционных работ ведется постоянный контроль за очередностью операции, комплектностью и внешним видом покрытия, за наличие дефектов. Обнаруженные дефекты немедленно

устраняются. Качество нанесения защитной обертки проверяется непрерывно при ее намотке. Величину нахлеста измеряют любым измерительным прибором.

Адгезия ленточных покрытий определяется адгезиметром или вручную методом выреза треугольника. При контроле адгезии вырезом вырезается треугольник с углом 60° и сторонами 3...5 см с последующим снятием покрытия ножом. Адгезия считается удовлетворительной, если вырезанный треугольник самостоятельно не отслаивается, а поднимается ножом с некоторым усилием. При этом часть мастики остается на поверхности трубы, часть отслаивается вместе с лентой.

Определение адгезии ленточного полимерно-битумного покрытия к трубе рекомендуется производить не ранее, чем через 5 суток после нанесения покрытия в летнее время при температуре трубы в момент нанесения свыше $+15^\circ\text{C}$ или не ранее, чем через 10 суток, если температура трубы ниже $+15^\circ\text{C}$.

Сплошность изоляционного покрытия определяется искровым дефектоскопом в соответствии с заводской инструкцией по его применению. В случае пробоя дефектные места ремонтируют и повторно проверяют на сплошность. Работа с дефектоскопом должна проводиться с применением диэлектрических перчаток и под постоянным надзором страхующего работника.

При наличии удовлетворительной адгезии и отсутствия сквозных дефектов в изоляционном покрытии необходимо в течении 2 часов произвести засыпку заизолированного участка.

Дефекты изоляции следует исправлять сразу после их обнаружения. Это относится как к видимым (трещины или места замеров адгезии покрытия), так и к скрытым (проколы, пузыри) дефектам с площадью менее $0,1\text{ м}^2$. Дефектный участок, захватывая неповрежденное покрытие на расстоянии 2 см с каждой стороны, необходимо освободить от обертки и изоляционной ленты. На ремонтируемый участок нанести мастику, захватывая неповрежденное покрытие на расстоянии 10 см по периметру. На загрунтованный участок без

натяжения следует наложить заплату из ленты. Приглаживая рукой, вытеснить воздух из-под заплаты, обеспечить ее прилипание по всей площади. Для более качественного прилипания рекомендуется нагреть заплату.

Повреждения изоляции изолируют, нанося ленту по мастике с 50 % нахлестом. В случае, если площадь дефекта превышает $0,1 \text{ м}^2$ необходимо провести ремонт изоляции с нанесением рулонного материала (намоткой вокруг трубы с применением той же конструкцией и покрытия) с перекрытием дефекта не менее 0,5 м от его края в обе стороны.

2.9 Гидравлические испытания трубопровода

Гидравлические испытания – это мероприятия, направленные на определение герметичности и прочности испытываемого объекта. По мере протекания процесса испытания, выявляются все дефекты гидравлической системы, если таковые имеются. Испытания проводятся в соответствии с положениями строительных норм и правил.

Последовательность выполнения работ по проведению гидравлических испытаний:

1 Проведение I этапа гидравлических испытаний – после сварки плети на монтажной площадке, но до изоляции стыков, на прочность на $P_{зав}$ в течение 6 часов и на герметичность – на $P_{раб}$ не менее 12 часов;

2 Контроль качества СМР (строительно-монтажные работы) переходов через водные преграды до укладки трубопровода методом «сухой протяжки» ВИП с магнитной системой;

3 Проведение II этапа гидравлических испытаний – после укладки и балластирования, но до засыпки, на прочность $P_{зав}$ в нижней точке участка и не менее $1,5 P_{раб}$ в верхней точке участка не менее 12 часов.

Таблица 2.9.1 – Последовательность операций при ГИ

Проведение I этапа гидравлических испытаний на прочность и герметичность	Проведение II этапа гидравлических испытаний на прочность и герметичность
Заполнение трубопровода опрессовочной жидкостью	Заполнение трубопровода опрессовочной жидкостью
Проведение испытания на прочность в течении 6 часов при $P_{исп}$ в нижней точке участка	Проведение испытания на прочность в течении 12 часов при $P_{исп} = P_{зав}$ в нижней точке участка
Снижение давления до $P_{исп} = P_{раб}$ в верхней точке участка и проверка на герметичность в течении времени необходимого для осмотра нефтепровода, но не менее 12 часов	Снижение давления до $P_{исп} = P_{раб}$ в верхней точке участка и проверка на герметичность в течении времени необходимого для осмотра нефтепровода, но не менее 12 часов
Удаление опрессовочной жидкости в амбар	Удаление опрессовочной жидкости в амбар и вытеснение воды воздухом (при помощи компрессора)

При испытании и проверке на прочность и герметичность участков магистральных трубопроводов, принимаются значения испытательного давления в соответствии с документом [3].

При испытаниях нефтепровода контролируют значение давления в испытываемом трубопроводе с помощью поверенного электронного самописца (регистратора) в комплекте с датчиком давления, датчиком температуры (термопреобразователем) и показывающих манометров. Регистрирующее устройство электронного самописца должно быть установлено в укрытии за пределами опасной зоны от нефтепровода, должно быть оборудовано внешним накопителем информации (флеш – карты). Соединение датчика и регистратора осуществляется кабелем. В укрытии должна быть обеспечена температура от +5 до +40 °С. Предусмотреть установку источника бесперебойного питания в комплекте с исправными, заряженными АКБ, для обеспечения непрерывности измерений давления во время испытания в случае отключения основного источника переменного тока.

Погрешность датчика давления (комплекта для гидроиспытания) - не более 0,1 % от предела основной погрешности.

Значение основной погрешности измерительного канала комплекта для гидроиспытания не должно превышать 150 % от предела основной погрешности входящего в данный измерительный канал первичного преобразователя (датчика давления).

Для снятия показаний с показывающего манометра должны использоваться оптические средства, вынесенные за пределы опасной зоны нефтепровода. Кратность увеличения применяемых оптических приборов (зрительная труба, бинокль) не менее 25. Для обеспечения возможности наблюдения за показаниями манометра при использовании временного каркасного устройства утепления в последнем предусмотрены смотровые проемы. Показания манометра регистрируется в журнале не реже одного раза в 15 минут.

При проведении испытаний в темное время суток рабочие площадки, посты наблюдателей, приборы должны быть освещены, освещенность рабочих мест не менее 50 лк.

Оперативные указания, связанные с технологическими операциями на трубопроводе в период испытаний (пуск и остановка насосов, закачка воды в трубопровод, сброс испытываемой жидкости, открытие и закрытие задвижек и т.д.), отдаются руководителем испытаний.

Скорость подъема давления при испытании не должна превышать 0,04 МПа (0,4 кгс/см²) в минуту. При достижении величины давления, равной 0,9 от величины максимального испытательного давления, скорость подъема давления должна находиться в пределах от 0,01 до 0,02 МПа (от 0,1 до 0,2 кгс/см²) в минуту.

Испытания трубопровода должны быть прерваны и давление снижено до статического давления на данном участке нефтепровода в случаях:

- падения давления на испытываемом участке на 0,1 МПа и более;
- обнаружения выхода воды на трубопроводе;

- возникновения непредвиденных обстоятельств, при которых продолжение испытаний может привести к аварии или опасной ситуации.

Распоряжение о прекращении или перерыве в испытаниях отдает руководитель испытаний. Причины прекращения испытаний фиксируются в рабочем журнале испытаний.

Выявленные при испытаниях дефекты и повреждения, и их последствия устраняются подрядчиком заменой дефектного участка. После восстановления трубопровода испытания на прочность повторяются.

Данные о характере выявленных дефектов и повреждений трубопровода, а также работы по их устранению фиксируются в акте устранения дефекта.

Участок нефтепровода считается выдержавшим испытание на прочность, если в течение всего времени выдержки под испытательным давлением не произошло изменение давления или разрушение трубопровода.

Однако, от момента начала испытаний и до окончания изменяется температура закачанной воды (трубопровода) за счет выравнивания ее с температурой окружающей среды. При этом изменяется испытательное давление в сторону понижения или повышения. При оценке результатов испытаний это должно учитываться.

Замер температуры воды на испытываемом участке МН (МНПП) должен проводиться не менее чем в трех точках, относительно равномерно расположенных по длине участка.

Подкачки в трубопровод при проведении испытаний запрещены [4].

3 Расчетная часть

В таблице 3.1 приведены исходные данные для расчетов.

Таблица 3.1 – Исходные данные

Наименование показателя	Условное обозначение, единица измерения	Значение показателя
Сталь	17Г1С	-
Класс прочности	К56	-
Диаметр трубы	$D_{н}, мм$	530
Толщина стенки	$\delta, мм$	8
Рабочее давление	$P, МПа$	6,3
Пределу текучести	$\sigma_T, МПа$	412
Предел прочности	$\sigma_{вр}$	580
Плотность нефтепродукта	$\rho_{293}, кг/м^3$	740
Температура нефтепродукта	$T, К$	4

3.1 Определение плотности и вязкости перекачиваемого нефтепродукта при расчетной температуре

Расчётная плотность при расчётной температуре ρ_T , кг/м³ определяется по формуле:

$$\rho_T = \rho_{293} + \xi \cdot (293 - T), \quad (1)$$

где ξ – температурная поправка, кг/(м³·К).

Температурная поправка ξ , кг/(м³·К) определяется по формуле:

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{293}. \quad (2)$$

После подстановки данных получим:

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot 740 = 0,8519 \text{ кг}/(\text{м}^3 \cdot \text{К})$$

Рассчитаем плотность по формуле (1):

$$\rho_T = 740 + 0,8519 \cdot (293 - 277) = 753,63 \text{ кг/м}^3.$$

3.2 Определение толщины стенки трубопровода

Расчетную толщину стенки трубопровода определяют по формуле (3):

$$\delta = \frac{n_1 \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (n_1 \cdot p + R_1)}, \quad (3)$$

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 (4):

$$R_1 = R_{H1} \cdot \frac{m_0}{k_1 \cdot k_H}, \quad (4)$$

где R_{H1} – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, определяемое из условия работы на разрыв, равное минимальному пределу прочности $\sigma_{сп}$;

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 примем $k_1 = 1,4$;

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 $k_H = 1,155$).

Подставив значения в формулу (4), получим:

$$R_1 = 580 \cdot \frac{0,825}{1,4 \cdot 1,1} = 310,71 \text{ МПа.}$$

Подставив значения в формулу (3), получим:

$$\delta^{530} = \frac{1,15 \cdot 6,3 \cdot 530}{2 \cdot (1,15 \cdot 6,3 + 310,71)} = 6,04 \text{ мм.}$$

Полученное значение δ округляем в большую сторону до стандартного значения и принимаем толщину стенки равной $\delta = 6,5$ мм.

Внутренний диаметр нефтепровода вычислим по формуле (5):

$$D_{BH} = D_H - 2\delta \tag{5}$$

Подставляем значения в формулу:

$$D_{BH}^{530} = 530 - 2 \cdot 6,5 = 517 \text{ мм.}$$

3.3 Проверка толщины стенки трубы нефтепровода

Абсолютные значения максимального положительного и максимального отрицательного температурных перепадов определяются по формулам (6) и (7):

$$\Delta T(+)=\frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E}, \tag{6}$$

$$\Delta T(-) = \frac{(1-\mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E}, \quad (7)$$

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

μ – коэффициент Пуассона, $\mu = 0,3$;

E – модуль упругости металла, МПа, $E = 2,06 \cdot 10^5$ МПа .

Подставив значения в формулы (6) и (7), получим следующие значения:

$$\Delta T(+) = \frac{0,3 \cdot 310,71}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 37,7 \text{ град.}$$

$$\Delta T(-) = \frac{(1-0,3) \cdot 310,71}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 87,98 \text{ град.}$$

К дальнейшему расчету принимаем большую из величин $\Delta T = 87,98$ град.

Найдем величину продольных осевых сжимающих напряжений $\sigma_{np.N}$, МПа по формуле (8):

$$\sigma_{np.N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta T + 0,3 \cdot \frac{n_1 \cdot P \cdot D_{BH}}{\delta}. \quad (8)$$

Подставив значения в формулу, получим:

$$\sigma_{np.N}^{530} = -12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 87,98 + 0,3 \cdot \frac{1,15 \cdot 6,3 \cdot 0,517}{0,0065} = -44,61 \text{ МПа.}$$

Знак «минус» указывает на наличие осевых сжимающих напряжений. Поэтому необходимо вычислить коэффициент ψ_1 , учитывающий двухосное напряженное состояние металла по формуле (9):

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{np.N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{np.N}|}{R_1}. \quad (9)$$

Подставляем значения в формулу:

$$\psi_1^{530} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-44,61|}{310,71} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-44,61|}{310,71} = 0,92.$$

Уточним толщину стенки нефтепровода по формуле (10):

$$\delta = \frac{n_1 \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (n_1 \cdot P + \psi_1 \cdot R_1)}, \quad (10)$$

Подставляем значения в формулу:

$$\delta^{530} = \frac{1,15 \cdot 6,3 \cdot 530}{2 \cdot (1,15 \cdot 6,3 + 0,92 \cdot 310,71)} = 6,55 \text{ мм.}$$

Таким образом, принимаем новое значение толщины стенки, $\delta = 7 \text{ мм}$

3.2 Проверка нефтепровода на прочность, деформацию и общую устойчивость

Подземные и наземные трубопроводы проверяют на прочность, деформацию и общую устойчивость и продольном направлении.

Проверку на прочность подземных и наземных трубопроводов в продольном направлении производят по условию (11):

$$|\sigma_{IP.N}| \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (11)$$

где $\sigma_{IP.N}$ – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий

R_1 – расчетное сопротивление металла трубы и сварных соединений, МПа;

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при сжимающих осевых продольных напряжениях определяемый по формуле (12):

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{КЦ}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{КЦ}}{R_1}, \quad (12)$$

где $\sigma_{КЦ}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле (13):

$$\sigma_{КЦ} = n_1 \cdot \sigma_{КЦ}^H, \quad (13)$$

где $\sigma_{КЦ}^H$ – кольцевые напряжения от рабочего давления, МПа, определяемые по формуле (14):

$$\sigma_{КЦ}^H = \frac{p \cdot D_{BH}}{2 \cdot \delta}, \quad (14)$$

$$\sigma_{КЦ}^{H 530} = \frac{6,3 \cdot 0,516}{2 \cdot 0,007} = 232,2 \text{ МПа.}$$

Подставив значения в формулу (13), получим следующие значения:

$$\sigma_{КЦ}^{530} = 1,15 \cdot 232,2 = 267,03 \text{ МПа.}$$

Подставив значения в формулу (12), получим следующие значения:

$$\psi_2^{530} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{267,03}{310,71}\right)^2} - 0,5 \cdot \left(\frac{267,03}{310,71}\right) = 0,253.$$

Произведем проверку трубопровода на прочность по условию (11):

$$|-44,61| \leq 0,253 \cdot 310,71; |-44,61| \leq 78,61.$$

Условия выполняются.

Проверку на отсутствие недопустимых пластических деформаций подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов производят по условиям (15) и (16):

$$|\sigma_{ПР}^H| \leq \psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H, \quad (15)$$

$$\sigma_{КЦ}^H \leq \frac{m_0}{0,9 \cdot K_H} \cdot R_2^H, \quad (16)$$

где $\sigma_{ПР}^H$ – максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа, определяемые по формуле (17):

$$\sigma_{IP}^H = \mu \cdot \sigma_{KЦ}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta T - \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot R_{MIN}}, \quad (17)$$

где R_{MIN} – минимально допустимый радиус упругого изгиба нефтепровода, определяется из условий прочности поперечных сварных швов и упругой работы металла труб по формуле (18):

$$R_{MIN} \geq \frac{0,5 \cdot E \cdot D_H}{\psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot K_H} \cdot R_2^H - |\mu \cdot \sigma_{KЦ}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta T|}, \quad (18)$$

где ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при сжимающих продольных напряжениях определяется по формуле (19):

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{KЦ}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot K_H} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{KЦ}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot K_H} \cdot R_2^H}, \quad (19)$$

где R_{H2} – нормативное сопротивление, которое равно пределу текучести σ_T , для выбранной марки стали принимаем $R_2^H = 412$ МПа.

Подставим значения в формулу (19):

$$\psi_3^{530} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{232,2}{\frac{0,825}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 412} \right)^2} - 0,5 \cdot \left(\frac{232,2}{\frac{0,825}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 412} \right) = 0,4723;$$

Подставим значения в формулу (18):

$$R_{MIN}^{530} \geq \frac{0,5 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,53}{0,4724 \cdot \frac{0,825}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 412 - |0,3 \cdot 232,2 - 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 87,98|} = 3801,53 \text{ м.}$$

Подставив значения в формулу (17), получим следующие значения:

$$\sigma_{IP}^{H 530} = 0,3 \cdot 232,2 - 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 87,98 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,53}{2 \cdot 3801,53} =$$

$$= -162,187 \text{ МПа.}$$

Произведем проверку нефтепровода на отсутствие недопустимых пластических деформаций по условиям (15) и (16):

$$|-162,187| \leq 0,4724 \cdot \frac{0,825}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 412;$$

$$162,187 \leq 162,191;$$

$$162,187 \leq \frac{0,825}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 412;$$

$$162,187 \leq 343,3.$$

Так как неравенство выполняются, 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 (20):

$$S \leq \frac{m_0}{1,1} \cdot N_{KP}, \quad (20)$$

где N_{KP} – продольное критическое усилие для прямых участков, Н.

Находим площадь поперечного сечения металла трубы и осевой момент инерции по формулам (21) и (22):

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - D_{BH}^2), \quad (21)$$

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (D_H^4 - D_{BH}^4), \quad (22)$$

Подставив значения в формулы, получим следующие значения:

$$F^{530} = \frac{\pi}{4} \cdot (0,53^2 - 0,516^2) = 0,0115 \text{ м}^2,$$

$$I^{530} = \frac{\pi}{64} \cdot (0,53^4 - 0,516^4) = 0,000393 \text{ м}^4.$$

Нагрузку от собственного веса металла трубы, находим по формуле (23):

$$q_M = n_{CB} \cdot \gamma_M \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - D_{BH}^2), \quad (23)$$

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

γ_M – удельный вес металла, из которого изготовлена труба, для стали

$$\gamma_M = 78500 \text{ кг/м}^3.$$

Подставив значения в формулу (23), получим следующие значения для:

$$q_M^{530} = 0,95 \cdot 78500 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (0,53^2 - 0,516^2) = 857,28 \text{ Н/м.}$$

Нагрузку от собственного веса изоляции принимаем равной 10% от q_M , т.е. $q_{И}^{530} = 85,73 \text{ Н/м.}$

Нагрузка от веса нефти, находящегося в трубопроводе единичной длины, вычисляется по формуле (24):

$$q_H = \rho_T \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{BH}^2}{4}. \quad (24)$$

Подставляем значения в формулу:

$$q_H^{530} = 753,63 \cdot 9,81 \cdot \frac{\pi \cdot 0,516^2}{4} = 1545,24 \text{ Н/м.}$$

Нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым нефтепродуктом рассчитывается по формуле (25):

$$q_{TP} = q_M + q_{И} + q_H, \quad (25)$$

Подставим значения в формулу:

$$q_{TP}^{530} = 857,28 + 85,73 + 1545,24 = 2488,25 \text{ Н/м.}$$

Трубопровод уложен в суглинистый грунт. Для суглинка коэффициент сцепления грунта $C_{zp} = 18$ кПа, угол внутреннего трения грунта $\varphi_{zp} = 20$ град., удельный вес грунта $\gamma_z = 19$ кН/м³.

Среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом определяем по формуле (26):

$$P_{zp} = \frac{2 \cdot n_{zp} \cdot \gamma_{zp} \cdot D_H \cdot \left[\left(h_0 + \frac{D_H}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_H}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{zp}}{2} \right) \right] + q_{mp}}{\pi \cdot D_H}, \quad (26)$$

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

h_0 – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта, $h_0 = 0,8$ м.

Подставив значения в формулу (26), получим:

$$P_{zp}^{530} = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 19000 \cdot 0,53 \cdot \left[\left(0,8 + \frac{0,53}{8} \right) + \left(0,8 + \frac{0,53}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) \right]}{3,14 \cdot 0,53} + \frac{2488,25}{3,14 \cdot 0,53} = 14937,093 \text{ Па.}$$

Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины определяется по формуле (27):

$$P_0 = \pi \cdot D_H \cdot (C_{zp} + P_{zp} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{zp}), \quad (27)$$

где D_H – наружный диаметр, м.

Подставляем значения в формулу:

$$P_0^{530} = 3,14 \cdot 0,53 \cdot (18000 + 14937,093 \cdot \operatorname{tg} 20^\circ) = 39003,285 \text{ Па.}$$

Сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины вычисляется по формуле (28):

$$q_{\text{верт}} = n_{\text{зр}} \cdot \gamma_{\text{зр}} \cdot D_H \cdot \left(h_0 + \frac{D_H}{2} - \frac{\pi \cdot D_H}{8} \right) + q_{\text{мп}}. \quad (28)$$

Подставив значения в формулу (28), получим:

$$q_{\text{верт}}^{530} = 0,8 \cdot 19000 \cdot 0,53 \cdot \left(0,8 + \frac{0,53}{2} - \frac{3,14 \cdot 0,53}{8} \right) + 2488,25 = 9392,04 \text{ Н/м.}$$

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков в случае пластической связи трубы с грунтом находим по формуле (29):

$$N_{\text{кр}}^{(1)} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 \cdot q_{\text{верт}}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot I^3}. \quad (29)$$

Подставим значения в формулу:

$$\begin{aligned} N_{\text{кр}}^{(1)530} &= 4,09 \cdot \sqrt[11]{39003,285^2 \cdot 9392,04^4 \cdot 0,0115^2 \cdot (2,06 \cdot 10^{11})^5 \cdot 0,000393^3} = \\ &= 5,65 \cdot 10^6 \text{ Н.} \end{aligned}$$

$$\frac{m_0}{1,1} \cdot N_{\text{кр}}^{(1)530} = \frac{0,825}{1,1} \cdot 5,65 = 4,24 \text{ МН.}$$

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков в случае упругой связи с грунтом вычисляется по формуле (30):

$$N_{кр}^{(2)} = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_H \cdot E \cdot I}, \quad (30)$$

где k_0 – коэффициент нормального сопротивления грунта, или коэффициент постели грунта при сжатии, $k_0 = 15 \text{ МН/м}^3$.

Подставив значения в формулу (30), получим следующие значения:

$$N_{кр}^{(2)530} = 2 \cdot \sqrt{15 \cdot 0,53 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,000393} = 50,74 \text{ МН};$$

$$\frac{m_0}{1,1} \cdot N_{кр}^{(2)530} = \frac{0,825}{1,1} \cdot 50,74 = 38,055 \text{ МН};$$

Фактическое эквивалентное продольное усилие в сечении трубы вычисляется по формуле (31):

$$S = F \cdot [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{КЦ}^H + \alpha \cdot E \cdot \Delta T]. \quad (31)$$

Подставляем значения в формулу:

$$S^{530} = 0,0115 \cdot [(0,5 - 0,3) \cdot 232,2 + 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 87,98] = 2,5 \cdot 10^6 \text{ Н}.$$

Так как по условию (20), $2,5 \cdot 10^6 \leq 4,24 \cdot 10^6$ и $2,5 \cdot 10^6 \leq 38,055 \cdot 10^6$, то общая устойчивость линейных участков трубопровода обеспечена.

Теперь проверим общую устойчивость криволинейных участков трубопроводов, выполненных с упругим изгибом.

Определим параметры θ_β и z_β по формулам (32) и (33):

$$\theta_\beta = \frac{1}{R_{MIN} \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot I}}}, \quad (32)$$

$$z_{\beta} = \frac{\sqrt{\frac{P_0 \cdot F}{q_{\text{верт}} \cdot I}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{\text{верт}}}{E \cdot I}}}. \quad (33)$$

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

$$\theta_{\beta}^{530} = \frac{1}{3801,53 \cdot \sqrt[3]{\frac{9392,04}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,000393}}} = 0,0054;$$

$$z_{\beta}^{530} = \frac{\sqrt{\frac{39003,285 \cdot 0,0115}{9392,04 \cdot 0,000393}}}{\sqrt[3]{\frac{9392,04}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,000393}}} = 226,025.$$

По графику, приведенному в методических указаниях, находим, что β_n ($\beta_n^{530} = 27$). Вычисляем критическое усилие для криволинейных участков трубопровода по формулам (34) и (35):

$$N_{\text{КР}}^{(3)} = \beta_n \cdot \sqrt[3]{q_{\text{верт}}^2 \cdot E \cdot I}; \quad (34)$$

$$N_{\text{КР}}^{(4)} = 0,375 \cdot q_{\text{верт}} \cdot R_p. \quad (35)$$

Подставив значения в формулы (36) и (37), получим следующие значения:

$$N_{\text{КР}}^{(3)530} = 27 \cdot \sqrt[3]{9392,04^2 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,000393} = 5,2 \cdot 10^6 \text{ Н};$$

$$N_{\text{КР}}^{(4)530} = 0,375 \cdot 9392,04 \cdot 3801,53 = 13,39 \cdot 10^6 \text{ Н.}$$

Из двух найденных значений выбираем меньшее.

$$\frac{m_0}{1,1} \cdot N_{\text{КР}}^{(4)} = \frac{0,825}{1,1} \cdot 5,2 \cdot 10^6 = 3,9 \text{ МН.}$$

Так как по условию (20), $2,5 \cdot 10^6 \leq 3,9 \cdot 10^6$, то общая устойчивость криволинейных участков трубопровода обеспечена.

4 Безопасность и экологичность

К опасным производственным объектам относятся все предприятия нефтегазового комплекса. Особенностью этой отрасли является работа с легко воспламеняющимися жидкостями, летучими углеводородами. При нарушении правил техники безопасности они подвержены воспламенению, пожарам, взрывам. В связи с этим становятся актуальными проблемы, связанные с обеспечением экологической безопасности, охраной труда, сохранением жизни и здоровья людей.

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

При техническом обслуживании и ремонте нефтепроводов и нефтепродуктопроводов рабочий персонал подвержен воздействию опасных и вредных производственных факторов:

- физический;
- химический;
- биологический;
- психологический.

Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов представлен в таблице 4.1.1 [8].

Таблица 4.1.1 – Классификация опасных и вредных производственных факторов

Природа действия	Опасные и вредные производственные факторы
Физические	Движущиеся машины и механизмы; повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов; повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания; повышенный уровень механических колебаний; повышенный уровень акустических колебаний; поражения электрическим током; отсутствие или недостаток естественного освещения; отсутствие или недостаток искусственного освещения;
Химические	Токсические
Биологические	Микроорганизмы (растения и животные)
Психофизиологические	Физические перегрузки: статические; динамические. Нервно-психические перегрузки: умственное перенапряжение; монотонность труда

По основному виду экономической деятельности установлен I класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования.

Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,2 % к начисленной оплате труда.

Аварийными ситуациями на месте производства работ являются:

- разливы нефти или нефтепродукта;
- пожары и взрывы;

- повреждение или выход из строя оборудования, технических устройств, отклонение от режима технологического процесса.

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Место проведения работ находится за территорией станции, на МНПП на открытой местности («Омск – Сокур» 667,29 км), располагается в Новосибирской области, неподалеку от села Сокур, данный район относится ко II (III) климатическому региону. Климат умеренно-холодный, со значительным количеством осадков. В год выпадает около 471 мм осадков, наиболее обильные выпадения приходятся на июнь и август. Средняя годовая относительная влажность воздуха составляет 75 % [9].

Средняя годовая температура воздуха составляет 0,5 °С. Январь является самым холодным месяцем со среднемесячной температурой воздуха -17,6 °С.

Средняя месячная температура самого теплого месяца июля составляет +18,8 °С.

Абсолютная минимальная температура воздуха наблюдается в декабре и январе (-50 °С), а абсолютный максимум в июле (+35 °С). Продолжительность холодного и теплого периода составляет 5 и 7 месяцев.

В течение года преобладающими являются ветра Юго-Западного направления, со средней скоростью 3,6 м/с [10].

В зимнее время обеспечить работников спецодеждой, удерживающей тепло. Для обогрева персонала должны быть предусмотрены вспомогательные помещения, оборудованные отоплением и вентиляцией. В летнее время производственные и вспомогательные помещения оснащаются противомоскитными сетками, спиралями и т.д., работники обеспечиваются средствами против насекомых [11].

4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Для быстрого и беспрепятственного проезда к месту производства работ используются вдольтрассовые дороги, проезды и выезды на дороги общего пользования. Все дороги и проезды содержатся в исправном состоянии.

Для контроля ГВС используется газоанализатор АНГ-3М. ПДК паров нефтепродукта в воздухе рабочей зоны должна быть не более (для паров бензина 100 мг/м^3 , дизельного топлива 300 мг/м^3) [12].

Для дегазации места производства работ используется вентилятор, располагаемый с наветренной стороны на подготовленной площадке, не ближе 5 метров от бровки котлована [13]. Проветривание и дегазация проводится на протяжении всего времени выполнения работ, от начала вырезки катушки до окончания герметизации внутренней полости трубопровода.

При ТОиР трубопровода рабочий персонал подвержен воздействию шума и вибрации от работающего технологического оборудования. Допустимый уровень звукового давления на постоянном рабочем месте не должен превышать 65 Дб. Для подавления шума использовать противошумные наушники «РОСОМЗ СОМЗ-25 Ямал».

Работы проводятся в светлое и темное время суток. В ночное время освещение рабочих площадок осуществляется прожекторами или светильниками во взрывобезопасном исполнении. Обеспечивается искусственное освещение места работы и опасной зоны соответственно не менее чем 50 и 20 лк [14].

Рабочий персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спецобувью и средствами индивидуальной защиты, в том числе для работы в аварийных ситуациях [15].

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Для контроля ПДК используют газоанализаторы. При огневых работах концентрация не должна превышать уровня ПДК – для паров бензина 100 мг/м³, дизельного топлива 300 мг/м³. При достижении концентрации газовой среды уровня ПДК (для дизельного топлива 3460 мг/м³, для паров бензина 1630 мг/м³) при проведении газоопасных работ. Пары нефтепродукта относятся к 4 классу опасности [12].

На используемом электрооборудовании должен быть указан уровень взрывозащиты не ниже II группы [3]

Для обеспечения безопасности людей электрооборудование и электроинструменты заземляются и подлежат занулению, в соответствии с требованиями правил устройства электроустановок. Монтаж заземляющих устройств выполняется в соответствии с нормативными требованиями.

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Причины и источники возникновения пожаров и взрывов:

- статическое электричество, разряды молнии;
- возгорание нефтяного газа и нефти от нагретых до высоких температур поверхностей;
- незащищенное технологическое оборудование;
- искры при работе металлическим инструментом или частей оборудования;
- по вине человека (курение, нарушение техники безопасности и т.д.).

Уровень взрывозащиты используемого оборудования должен соответствовать ПУЭ, а вид взрывозащиты – категории и группе взрывоопасных смесей [16]. Электрооборудование, не имеющее знаков взрывозащиты, к установке и эксплуатации не допускается.

Перед началом взрывных работ отмечаются границы опасной зоны и выставляются посты охраны, все технические средства и персонал, не участвующий в установке зарядов, удаляются за границы опасной зоны, установленной проектом, для шнуровых кумулятивных зарядов (ШКЗ) – 50 м, удлиненных кумулятивных зарядов прокатанных (УКЗ-П) – 300 м.

Электроустановки, кабели, контактные и другие воздушные провода, находящиеся в опасной зоне, где монтируется электровзрывная сеть, обесточиваются с момента монтажа сети до окончания взрывных работ.

Принимаются меры по защите оборудования и сооружений от осколков и воздействия взрывной волны.

При использовании энергии взрыва запрещается:

- применение технологий и оборудования, не имеющих разрешения Госгортехнадзора России;

- допуск рабочих к месту демонтажа после взрыва до осмотра места взрыва взрывником;

- при монтаже зарядов держать в руках электродетонаторы;

- подача предупреждающих сигналов голосом;

- проводить осмотр места взрыва ранее, чем через 10 мин [17].

На месте производства ремонтных работ необходимо организовать пожарный щит [18].

Самоходная техника, сварочные агрегаты, насосы, задействованные в производстве ремонтных работ, должны быть обеспечены не менее чем двумя порошковыми (ОП-4...ОП-9) или углекислотными (ОВЭ-5) огнетушителями (каждая единица техники) [18].

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Во время проведения ремонтных работ, существует вероятность возникновения чрезвычайных ситуаций:

- возникновение взрывоопасной среды;
- аварийный разлив нефти;
- возгорание нефти.

Для того, чтобы эффективно устранять возможности возникновения ЧС и не допускать их, необходимо:

- проводить плановые работы по графику;
- содержать в постоянной готовности все технические и транспортные средства, используемые при ликвидации аварии;
- проводить обслуживание и содержать все объекты на закрепленном участке магистрального нефтепровода в состоянии, отвечающем требованиям правил технической эксплуатации магистральных нефтепроводов, правил охраны магистральных трубопроводов и других нормативных документов;
- осуществлять контроль за состоянием трассы МН на закрепленном участке нефтепровода путем регулярного патрулирования;
- своевременно пополнять аварийный запас труб, сменных узлов и деталей;
- обеспечивать прикрепленные производственные участки необходимой нормативной и технической документацией, технологическими операционными картами, должностными и производственными инструкциями;
- проводить, согласно графику, тренировочные мероприятия по ликвидации аварий [19].

Перед выездом на плановые работы, работники проходят производственный инструктаж.

В случае аварийного разлива нефти или нефтепродукта, рабочий персонал руководствуется сводом правил по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах [19].

4.7 Экологичность проекта

В целях защиты почвы и воды от нефти или нефтепродуктов, при ремонте трубопровода, применяются следующие меры безопасности:

- при эксплуатации откачивающих средств используются поддоны для исключения попадания нефтепродуктов на грунт. В случае загрязнения немедленно собирается в передвижные емкости.

- организовываются места по временному хранению отходов производства и потребления. По окончании работ производится очистка территории от отходов и вывоз их в установленные места.

Демонтируемые элементы трубопровода вывозятся на специально отведенные площадки с твердым покрытием.

На всех этапах работ следует выполнять природоохранные мероприятия по недопущению:

- сжигания различных отходов нефтепродуктов;
- захламления территории бытовыми и производственными отходами;
- разлива нефтепродукта, ГСМ, слив на трассе отработанных масел.

Осуществляется техническая рекультивацию:

- трассы трубопроводов по всей ширине отвода;
- территории временных строительных городков
- другой территории, нарушенной в результате прохода транспортных средств, загрязненной производственными и бытовыми отходами, нефтепродуктами и др.

На заключительной стадии рекультивации засыпать верхний слой отдельно хранящийся плодородный слой.

5 Экономическая часть проекта

В экономической части рассчитывается стоимость затрат на ремонтные работы по замене дефектного участка нефтепродуктопровода «Омск – Сокур»,

находящегося на 667,29 км. Демонтаж осуществляется с применением энергии взрыва.

Затраты включают:

- 1) Затраты на основное оборудование;
- 2) Затраты на вспомогательное оборудование;
- 3) Затраты на необходимые инструменты;
- 4) Затраты на расходные материалы;
- 5) Затраты на топливо;
- 6) Затраты на водопотребление;
- 7) Затраты на амортизационные отчисления;
- 8) Затраты на оплату труда;
- 9) Затраты на страховые взносы.

5.1 Расчет затрат на приобретение оборудования и расходных материалов

Перечень необходимо оборудования взят из реального ППР на ремонт МНПП. Затраты на приобретение необходимого основного и вспомогательного оборудования, а также вспомогательных материалов представлены ниже.

Таблица 5.1.1 – Перечень техники задействованной в ремонтных работах

№	Наименование	Ед.и зм.	Кол-во	Цена за ед. руб.	Стоимость, руб.	Источник
1	Автобус на базе КАМАЗ 4310 НЕФАЗ	шт.	1	2150000	2150000	https://spec.drom.ru/naberezhnye-chelny/bus/kamaz-4310-vahtovka-nefaz-73355166.html
2	Бортовой автомобиль	шт.	1	3803000	3803000	https://truckinstock.com/catalog/bortovye-avtomobili/bortovoy-avtomobil/
3	Пожарный автомобиль	шт.	3	3835000	11505000	https://www.unfire01.ru/pozharnyj-magazin/product/Avtocisterna-pozharnaya-ac-70-60-kamaz-65115.html

Окончание таблицы 5.1.1

№	Наименование	Ед.и зм.	Кол-во	Цена за ед. руб.	Стоимость, руб.	Источник
4	Автокран КС-35714	шт.	1	6225000	6225000	https://exkavator.ru/trade/lot/492287/2018-ivanovets_ks-35714.html
5	Экскаватор	шт.	1	6500000	6500000	https://exkavator.ru/trade/lot/709166/2016-komatsu_pc220-8m0.htm
6	Тягач седельный (с тралом)	шт.	1	4490000 + 2190000	6680000	https://spec.drom.ru/khabarovsk/truck/truck-tractor/sedelnyj-tjagach-maz-6430s9-77254614.html
						https://www.avito.ru/meschovsk/gruzoviki_i_spetstehnika/polupritsep-tyazhelovoz_tral_42t_waltrak_1917415663
7	Насосная установка ПНУ-2	шт.	1+1 резерв	15000000	30000000	https://www.kamaz-evrika.ru/catalog/gruzovye-avtomobili-kamaz/neftegazodobyvayuschaya-tehnika/agregaty-nasosnye/pnu-2-shassi-kamaz-43118/
8	Спецмашина с зарядами	шт.	1	5240000	5240000	http://xn--80aohd4b.xn--p1ai/magazin/product/avtomobil-dlya-perevozki-vzryvchatykh-materialov-s-otsekom-obsluzhivaniya-mod-577401-na-baze-kamaz-65111-50
9	Автомобиль АКН (нефтеборщик)	шт.	2	4075000	8150000	https://zvmslon.ru/catalog/avtocisterny-vakuumnye-neftepromyslovyje-akn/akn-15od-na-shassi-kamaz-65111-50
Итого					80253000	

Вывод: сумма необходимая на приобретение спец. техники составит 80253000. Однако компания в своем распоряжении уже имеет всю необходимую технику, то соответственно ее закупка производиться не будет.

Далее приведем список затрат на основное оборудование и сведем в таблицу 5.1.2.

Таблица 5.1.2 – Перечень затрат на приобретение основного оборудования

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Цена за ед. руб.	Стоимость, руб.	Источник
1	Труба электросварная прямошовная 530*8, К56, Р _{раб.} = 6,3 МПа, вес 1м трубы 102,99кг.	м	13	43000	559000	http://metal100.ru/company/103181/InterPayp?page=main
2	Задвижка Ду150	шт.	6	16863	101178	https://mgroen.ru/shop/zadvijki/zadvijka_30s41nj_dn_150_p_n_18
3	Обратный клапан Ду150	шт.	6	350	2100	https://nsk.pulscen.ru/products/klapan_obratny_16tn5p_du_150_titanovy_82213385
4	Прожектор	шт	2	5041,6	10083,2	https://korolev.flagma.ru/vzryv_ozacshieshenny-prozhektor-go-17v2eh-zho-o8814.html
5	Вантузная задвижка Ду150	шт	1	26119	26119	https://krasnoyarsk.pulscen.ru/products/vantuz_flantsevy_odno_kamerny_du_150_tip_a010f_de_ndor_129271081
6	Полевой магистральный трубопровод Ду 150 мм, 6м	шт	70	3500	245000	http://www.ooremavtotrans.ru/goods/66347275-polevoy_magistralny_truboprovod_pmtip_150
7	Газоанализатор АНТ-3М	шт	2+2 рез.	89960	359480	https://www.gazoanalizators.ru/ANT-3M.html
8	Газоанализатор Колион-1В	шт	2+2 рез	70820	283280	https://www.gazoanalizators.ru/KOLION-1V.html
9	Противогаз шланговый ПШ – 2	шт	24	35280	846720	https://www.mtkisorbent.ru/protivogazy-samospasateli-respiratory-komplektuyushchie/shlangovye-protivogazy/protivogazy-shlangovye-psh-2-i-ikh-modifikatsii-psh-2-20-psh-2-40-psh-2-20kh2
10	Шлифмашинка с отрезными и шлифкругами	шт	1	7249	7249	https://bosch.vseinstrumenti.ru/instrument/shlifmashiny/bolgar_ka-ushm/gwx-9-125-s-06017b2000/

Продолжение таблицы 5.1.2

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Цена за ед. руб.	Стоимость, руб.	Источник
11	Центратор ЦЗН 531	шт	3	13050	39150	http://www.argosweld.ru/02d2e5b7-9606-11e6-9c15-4ccc6a0f624c/
12	Приспособление для размагничивания трубы	шт	1	270000	270000	http://pbuy.ru/ustroystvo-razmagnichivaniya-trub-labs-7-tesla-21547
13	Прибор для определения намагниченности трубопровода	шт	1	75810	75810	https://www.geo-ndt.ru/pribor-256-magnitometr-mf-24fm.htm
14	Вентилятор взрывозащищенного исполнения ВЦ-4-70-2,5	шт	2	6579	13158	https://www.lufter.ru/product/ventiljator-vc-4-70-25-radialnyj-nizkogo-davlenija/
15	Пневмодрель имеющая разрешение на применение во взрывоопасной среде	шт	2	67940	135880	http://runitec.ru/drel-vzryvobezopasnaya-deprag-pv16bn
16	Компрессор	шт	2	109226	218452	https://compressorgroup.ru/catalog/item/porshnevoy_kompressor_remeza_sb4_s_90_lb75/?utm_source=google&utm_medium=cpc&utm_campaign=9603273722&utm_content=425032762799&utm_term=&network=g&placement=&position={position}&matchtype=&gclid=CjwKCAjwIzF3BRABEiwA8Q0qq8BNx6r_ho1iHdPxeHi6YQu503zQMEVcSNoDI2vhWr6YJRQ3QryyMBoCSJUQAvD_BwE
17	Подогреватель стыка кольцевой	шт	2	3185	6370	http://xn--80aadfjaq7bfdvnagk5a.xn--p1ai/podogrevateli-stykov-truboprovoda/novyy-tovar
18	Сварочный аппарат	шт	4	5690	22760	https://www.kuvalda.ru/catalog/1952/product-36211/

Окончание таблицы 5.1.2

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Цена за ед. руб.	Стоимость, руб.	Источник
19	Герметизатор ГРК-500	шт	2+2 рез	75000	300000	https://energostandart-group.ru/goods/19733905/germetizator-grk-500
20	Кислородомер	шт	2+2 рез	74447	297788	https://dv-expert.org/laboratornoe-oborudovanie/kislородомер/mettler-toledo/kislородомер-f4-standard-mettler-toledo
21	Мановакууметр	шт	2+2 рез	550	2200	https://www.manomarket.ru/vakuummetry/vp3-uf
22	Дизельный генератор ТСС АД-60С-Т400-1РМ1 (ММЗ)	шт	1	685410	685410	https://mw-power.ru/product/dizelnyy-generator-tss-ad-60s-t400-1rm1
23	Анемометр	шт	2	28000	56000	https://www.rusgeocom.ru/products/anemometr-tka-pkm-50-s-poverkoj
Итого					4577173,2	

Вывод: сумма затрат на приобретение основного оборудования составит 4577173,2 рубля. Далее приведем список затрат на вспомогательное оборудование и сведем в таблицу 5.1.3.

Таблица 5.1.3 – Перечень затрат на приобретение вспомогательного оборудования

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Цена за ед. руб.	Стоимость, руб.	Источник
1	Страховочная система	шт	39	21030	820170	https://www.equip.ru/shop?mode=product&product_id=2814600
2	Печь для прокалики электродов	шт	1	4700	4700	https://www.svarbi.ru/cat/pechidlja-elektrodov/18670/
3	Термопенал	шт	3	1850	5550	https://www.svarbi.ru/cat/pechidlja-elektrodov/2985/

Окончание таблицы 5.1.3

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Цена за ед. руб.	Стоимость, руб.	Источник
4	Горелка газовая	шт	2	806	1612	https://www.vseinstrumenti.ru/stroitelnaya-tehnika-i-oborudovanie/krovelnye-gorelki/foxweld/krovelnaya-gazovozdushnaya-gorelka-foxweld-korund-gvp-500r-60-5902/#tab-1
Итого						832032

Вывод: затраты на приобретение вспомогательного оборудования составят 832032 рубля.

Далее приведем перечень затрат на приобретение необходимых инструментов и сведем данные в таблицу 5.1.4.

Таблица 5.1.4 – Перечень затрат на приобретение необходимых инструментов

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Цена за ед. руб.	Стоимость, руб.	Источник
1	Лестница	шт	12	2845	34140	https://lestnicy.vseinstrumenti.ru/pristavnye/alyumet/odnosektsionnaya-alyuminievaya-lestnitsa-alyumet_n1_5114/
2	Огнетушители ОП-70	шт	2	11854	23708	https://www.magazin01.ru/catalog/ognetushiteli/Poroshkovye-ognetushiteli/Ognetushitel-poroshkovyy-OP-70-Yarpozhinvest-g-Yaroslavl
	Противопожарное полотно размером 1,5×2,0 м		3	261	783	https://www.holt-trade.ru/catalog/shiti_pozharnye/komplektaciya-shita/tovar-80.html
	Ведро		2	165	330	https://www.unfire01.ru/pozharnyj-magazin/shity-stendy-yashiki-inventar/komplektujushie.html
	Лопата		2	110	220	
	Топор		1	390	390	
	Лом		1	145	145	

Окончание таблицы 5.1.4

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Цена за ед. руб.	Стоимость, руб.	Источник
3	Коврик диэлектрический 2000x1000	шт	2	2950	5900	https://www.fzashity.ru/catalog/dielektricheskie_kovriki_i_dorozhki/kovrik_dielektricheskiy_2000_kh1000_s_ispytaniem/
4	Комплект искробезопасного инструмента	шт	2	10017	20034	https://www.electronpribor.ru/catalog/707/kibo-18-predmetov.htm
5	Стропы, мягкие полотенца	шт	4	705	2820	https://www.bigam.ru/product/strop-stp-2-0-6000-592806/
			4	284	1136	http://www.xn--21-kmca.xn--p1ai/goods/59619658-strop_petlevoy_skp1_0_32_kh_1000
			2	589	1178	https://rucranes.ru/product/strop_kanatnyy_1sk_0_5_1000/
			2	6750	13500	https://www.metal-b2b.ru/metall/stropy-kanatnye/strop-kanatnyj-4sk-504000-zapletka
			1	791	791	https://www.vseinstrumenti.ru/silovaya-tehnika/gruzopodemnoe-oborudovanie/stropy/kanatnye/pelevye-skp-usk1/romek/skp1-1-2-0-2-000-2000000087030/
			1	909	909	https://stropu71.ru/basket/
6	Контейнер для нефтешлама	шт	2	16100	32200	https://dinchel.ru/produkcija/oborudovanie/dlyagkh/konteineridlyatbo/kontejner-dlya-nefteshlama.html
7	Скребки из искробезопасного металла для снятия изоляции	шт	3	5655,6	16966,8	https://gedore-tool.ru/catalog/shpateli-skrebki-i-nozhi/skrebok-iskrobezopasnyj-s-gibkim-lezviem.html
8	Контейнер для отходов	шт	2	7600	15200	https://www.gratan.ru/musornyi-kontejner-s-kryshkoi-bk-0-75-usilennyi.html
9	Шунтирующая перемычка сечением	шт	6	541,45	3248,7	http://www.rt-kabel.ru/catalog/zazemlenie/
Итого					173599,5	

Вывод: затраты на приобретение необходимых инструментов составят 173599,8 рубля.

Далее приведем список затрат на приобретение расходных материалов и сведем данные в таблицу 5.1.5.

Таблица 5.1.5 – Перечень затрат на приобретение расходных материалов

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Цена за ед. руб.	Стоимость, руб.	Источник
1	Электроды 2,5 мм, 3 мм и 4 мм	кг	5	750	750	https://www.svarcka.ru/svarochnye-materialy/elektrody-dlya-svarki/3-1-1505.html
			6	349	1047	https://novosibirsk.220-volt.ru/catalog-530136/
			4	93	372	https://www.v-p-k.ru/elektrody-dlya-uglerodistykh-staley-spetsiektrod/svarochnye-jelektrody-uoni-13-55-f-4-0-mm-pachka-5-0-kg-tip-je50a-post-tok-osnovnoj-specjelektrod/
2	Лента оградительная ЛО-75	м	200	252	252	https://www.optimaservis.su/lenta-ograditel'naja/
3	Сорбент «Сибсорбент»	шт	6	1540	9240	https://aviapolimer.ru/catalog/4036/5153719/
4	Медицинская аптечка	шт	12	1100	13200	https://www.magazin01.ru/catalog/apt-echki-nosilki-fonari/Aptechki/Aptechki-ofisnye-proizvodstvennye-dlya-sooruzheniy/Aptechka-pervoy-pomoschi-rabotnikam-plast-chemodan-po-prikazu-169n/
5	Полимерная лента «Полилен 40 ЛИ-63»	кг	40	125	5000	https://rpstroi.ru/catalog/rulonnye-materialy/polilen-40-li-63/
6	Грунтовка «ТРАНСКОР»	кг	10	60	600	https://him-stroy.ru/catalog/gruntovki-i-praymery/gruntovka-transkor/
7	Обертка защитная «ПОЛИЛЕН»	кг	15	165	2475	https://rpstroi.ru/catalog/rulonnye-materialy/obertka-polilen-ob-40-ob-63/

Окончание таблицы 5.1.5

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Цена за ед. руб.	Стоимость, руб.	Источник
9	Баллоны с пропаном	шт	2	2950	5900	https://www.vseinstrumenti.ru/rashodnye_materialy/dlya_silovogo_oborudovaniya/dlya_svarochnyh_rabot/prochie_aksessuary/gazovye_ballony/propanovye_ballony/ballon_propanovyj_50_l_no_vyj_pustoj_ballony_sv000000045/
Итого					38836	

Вывод: сумма затрат на приобретение необходимых расходных материалов составят 38836 рублей.

Теперь рассмотрим стоимость кумулятивного заряда и детонатора для проведения ремонта (данный перечень отнесем в список основного оборудования) в таблице 5.1.6.

Таблица 5.1.6 – Стоимость оборудования для проведения вырезки катушки методом взрыва

№	Наименование	Кол-во	Цена за ед, руб.	Стоимость, руб.	Источник цен
1	КПМ-3У	2	7000	14000	https://forum.guns.ru/forummessage/216/2162810.html
2	ШКЗ-2	8	1614,71	11424	https://bizorg.su/zaryady-kumulyativnyer/p3948972-shkz2
3	Итого	х	х	24424	х

Вывод: для приобретения основного и вспомогательного оборудования, инструментов и расходных материалов предприятию необходимо провести закупки на сумму 5646064,7 рублей.

5.2 Расчет затрат на топливо

Рассчитаем затраты на потребление топлива дизельной электростанцией, питающей необходимое оборудование, а также затраты на наполнение топливных баков всей спец техники. Вся используемая строительная техника, агрегаты и механизмы, автомобильный транспорт работают на дизельном топливе.

Расчет затрат на наполнение топливных баков спец. техники представлен в таблице 5.2.1.

Таблица 5.2.1– Объем необходимого топлива для спец. техники

Наименование	Вид топлива	Кол-во	Объем бака, л
КАМАЗ 4310 Вахтовка (Нефаз)	Дизель	1	2*125
Бортовой автомобиль	Дизель	1	2х210
Автоцистерна пожарная АЦ 7,0-60 (КамАЗ-65115)	Дизель	3	240
Ивановец КС-35714	Дизель	1	300
Гусеничный экскаватор Komatsu PC220-8M0	Дизель	1	400
Седелный тягач МАЗ 6430С9	Дизель	1	500
ПНУ-2 (шасси КАМАЗ-43118 6х6)	Дизель	2	2*125
Автомобиль для перевозки взрывчатых веществ и материалов с отсеками для средств инициирования, мод. 577401 на шасси КАМАЗ 65111 (6х6)	Дизель	1	2*210
АКН-150Д на шасси КАМАЗ 65111-50	Дизель	2	2*210
х			4350

Производится оптовая закупка дизельного топлива по предложенной цене.

Источник цен: http://novosibirsk.regorg.ru/goods/t432072-prodaem_dizelnoe_toplivo_v_novosibirske.htm

Затраты на топливо для спец. техники рассчитываются по формуле:

$$S = V \cdot K \quad (1)$$

где S – затраты на топливо, руб;

V – объем топлива, л;

K – цена на топливо с НДС.

$$P = 4350 \cdot 36 = 156600 \text{ руб.}$$

Рассчитаем затраты на топливо для ДЭС.

Потребность в электроэнергии на площадке строительства определяется по установленной мощности токоприемников.

Потребителями электрической энергии являются:

- временные здания и сооружения;
- участок производства работ.

На участке производства работ, потребителями электрической энергии являются:

- 2 прожектора;
- 1 шлифмашинка с отрезными шлифкругами;
- 2 вентилятора взрывозащищенного исполнения ВЦ-4-70-2,5;
- 2 пневмодрели;
- 4 сварочных аппарата.

Примем, что нагрузка на ДЭС составляет 75 %, тогда расход топлива составит – 14,4 л/ч (<https://mw-power.ru/product/dizelnyy-generator-tss-ad-60s-t400-1rml>).

Необходимый объем дизельного топлива, находится по формуле:

$$V = R \cdot t, \quad (2)$$

где V – необходимый объем топлива, л;

R – потребление топлива ДЭС при нагрузке 75%, л/ч;

t – время эксплуатации ДЭС (примем, что за 2 дня рабочее время ДЭС составит 24 ч).

$$V = 14,4 \cdot 24 = 345,6 \text{ л.}$$

Округлим объем топлива до 350 л и произведем оптовую закупку дизельного топлива.

Источник цен: http://novosibirsk.regorg.ru/goods/t432072-prodaem_dizelnoe_toplivo_v_novosibirske.htm

Затраты на топливо рассчитаем по формуле (1).

$$S = 350 \cdot 36 = 12600$$

Общие затраты на топливо составят:

$$\sum S = 156600 + 12600 = 169200 \text{ рублей.}$$

5.3 Расчет затрат на водопотребление

Рассчитаем затраты на водопотребление и на хозяйственно-питьевые нужды. Проживание рабочих предусмотрено в жилом городке на 667,29, км ЛЧ МН и гостинице при селе Сокур.

Воду для хозяйственно-бытовых нужд на место производства работ предусмотрено доставлять ежедневно из существующей системы водоснабжения села Сокур либо бутилированной.

Водопотребление воды на месте производства работ рассчитывается по формуле:

$$Q_{\text{сут}} = Q_{\text{сут}} \cdot n \cdot d \tag{3}$$

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

n – количество персонала (принять 45 человек. Взято из реального ППР на ремонт МНПП);

d – количество рабочих дней (2 дней).

Водопотребление воды на строительной площадке составит:

$$Q_{num} = 0,01 м^3 \cdot 45 \cdot 2 = 0,9 м^3$$

Расчетная стоимость рассчитывается по формуле:

$$T = Q_{num} \cdot p \tag{4}$$

где T – количество воды, выпитое людьми;

p – цена за 1 литр (принять 13 руб.)

Источник цен: <https://nsk.pulscen.ru/price/401401-chistaja-pitevaja-voda>

$$T = 900 \cdot 13 = 11700 \text{ руб}$$

5.4 Расчет текущих годовых затрат

В годовые текущие затраты включаются:

- амортизационные отчисления;
- заработная плата.

Рассчитаем амортизационные отчисления.

Сумма амортизационных отчислений по каждому виду основных средств за три месяца рассчитывается линейным методом, по формуле:

$$A_{M_{отч}} = \frac{C_{oc} \cdot H_a}{100} \text{ руб,} \tag{5}$$

где C_{oc} – первоначальная стоимость основного средства, руб;

H_a – годовая норма амортизационных отчислений, %.

Норма амортизационных отчислений определяется:

$$H_a = \frac{100}{C_c}, \quad (6)$$

где C_c – срок службы в годах.

Результаты амортизационных отчислений заносим в таблицу 5.4.1.

Таблица 5.4.1 – Амортизационные отчисления

Наименование	Кол-во	Стоимость единицы, тыс. руб.	Срок эксплуатации, лет	Норма амортизации, %	Амортизация за 2 дня, тыс.руб.
Автобус на базе КАМАЗ 4310 НЕФАЗ	1	2150	15	6,7	0,79
Бортовой автомобиль	1	3803	15	6,7	1,39
Пожарный автомобиль	3	3835	15	6,7	4,22
Автокран КС-35714	1	6225	15	6,7	2,285
Экскаватор	1	6500	15	6,7	2,386
Тягач седельный (с тралом)	1	6680	15	6,7	2,45
Насосная установка ПНУ-2	2	15000	15	6,7	5,507
Спецмашина с зарядами	1	5240	15	6,7	1,92
Автомобиль АКН (нефтесборщик)	2	4075	15	6,7	2,99
Труба электросварная прямошовная 530*8, К56, Р _{раб.} = 6,3 Мпа, 13м.	1	559	30	3,3	0,1
Газоанализатор АНТ-3М	4	89,9	2	50	0,985

Окончание таблицы 5.4.1

Наименование	Кол-во	Стоимость единицы, тыс, руб.	Срок эксплуатации, лет	Норма амортизации, %	Амортизация за 2 дня, тыс.руб.
Газоанализатор Колион-1В	4	70,82	1,5	66,67	1,03
Приспособление для размагничивания трубы	1	270	8	12,5	0,185
Прибор для определения намагниченности трубопровода	1	75,81	5	20	0,08
Пневмодрель имеющая разрешение на применение во взрывоопасной среде	2	67,94	10	10,0	0,4
Компрессор	2	109,226	1	100	1,197
Кислородомер	4	74,447	2	50,0	0,81
ДЭС	1	685,41	5	20	0,75
Итого					29,475

Вывод: сумма амортизационных отчислений за 2 дня составит 29475 рублей.

Далее составим список не амортизируемого оборудования и сведем список в таблицу 5.4.2.

Вывод: сумма накопленных амортизационных отчислений, на основное оборудование, участвующее в производстве работ за время их проведения, составит 29475 рублей.

Таблица 5.4.2 – Не амортизируемое оборудование

Наименование	Кол-во	Стоимость единицы, тыс. руб.	Срок эксплуатации, лет	Норма амортизации, %	Амортизация за 2 дня, тыс. руб.
Герметизатор ГРК-500	4	75			300
Задвижка Ду150	6	16,86			101,16
Обратный клапан Ду150	6	0,35			2,1
Прожектор	2	5,041			10,082
Вантузная задвижка Ду150	1	26,119			26,119
Полевой магистральный трубопровод Ду 150 мм, 6 м	70	3,5			245
Противогаз шланговый ПШ – 2	24	35,28			846,72
Шлифмашинка с отрезными и шлифкругами	1	7,249			7,249
Центратор ЦЗН 531	3	13,05			39,15
Вентилятор взрывозащищенного исполнения ВЦ-4-70-2,5	2	6,579			13,158
Подогреватель стыка кольцевой	2	3,185			6,37
Сварочный аппарат	4	5,69			22,76
Мановакууметр	4	0,55			2,2
КПМ-3У	2	7			14
ШКЗ-2	8	1,614			11,424
Итого:					1647,492

5.5 Расчет затрат на оплату труда и страховые взносы

Далее определим затраты на оплату труда в период ремонтных работ. Общий фонд оплаты труда сведен в таблицу 5.5.1.

Таблица 5.5.1 – Фонд оплаты труда

Наименование профессий рабочих	Численность рабочих	Ед. изм.	Месячная з/п, тыс. руб. рабочего	Месячная з/п, тыс. руб. всех рабочих	З/п, за период (2 дня) тыс. руб.
Диспетчер	2	чел.	28	56	3,73
Водитель пож. авто	3	чел.	30	90	6
Пожарный	9	чел.	35	315	21
Водитель МКАУ	1	чел.	48,4	48,4	3,23
Машинист МКАУ	1	чел.	70	70	4,67
Водитель ПНУ	2	чел.	48,4	96,8	6,45
Машинист ПНУ	2	чел.	70	140	9,3
Электромонтер	2	чел.	50	100	6,67
Взрывник	2	чел.	90	180	12
Дефектоскопист	2	чел.	51,9	103,8	6,92
Подгонщик	2	чел.	40	80	5,3
Электросварщик	4	чел.	60	240	16
Водитель автокрана	2	чел.	25	50	3,3
Машинист экскаватора	2	чел.	55,6	80	5,3
Водитель АКН	2	чел.	86	172	11,467
Мастер ЛАЭС	2	чел.	83	166	11,067
Трубопроводчик линейный	4	чел.	43	172	11,467
Водитель ДЭС	1	чел.	75	75	5
Итого	45	чел	x	x	148,871

Источники: <https://krasnoyarsk.hh.ru/>, <https://www.trud.com/>,
<https://ru.indeed.com/?from=gnav-jobsearch--jasx>.

Произведем расчет страховых взносов, базой для расчета будет являться фонд оплаты труда. Ставка для расчета платежей составляет 30 %, в том числе 22 % – в пенсионный фонд; 2,9% – в фонд социального страхования; 5,1% – в территориальный фонд обязательного медицинского страхования.

$$Z_{стр.вз} = ФОТ \cdot 30\% , \quad (7)$$

$$Z_{стр.вз} = 148,871 \cdot 0,3 = 44,66 \text{ тыс. руб.}$$

Произведем расчет взносов на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (0,2 % от фонда оплаты труда), базой для расчета будет являться фонд оплаты труда.

$$Z_{нс} = ФОТ \cdot 0,2\% , \quad (8)$$

$$Z_{нс} = 148,871 \cdot 0,002 = 0,298 \text{ тыс. руб.}$$

5.6 Смета затрат

Рассчитав все необходимые затраты, внесем полученные результаты в таблицу 6.6.1 и подведём итог, но перед этим необходимо отметить, что организация, эксплуатирующая магистральный нефтепровод, обладает широкой материально-технической базой. В связи с этим, ремонтные работы проводятся благодаря собственному персоналу и силами компании без привлечения сторонних организаций и аренды какой-либо техники.

Таблица 5.6.1 – Смета

Показатели	Стоимость, руб.
Основное оборудование	4577173,2
Вспомогательное оборудование	832032
Инструменты	173599,5
Расходные материалы	38836
Топливо	169200
Водопотребление	11700
Амортизационные отчисления	29475
Оплата труда	148871
Итого	5980886,7

Согласно расчетам, сумма денежных средств, необходимая на проведение ремонта нефтепродуктопровода составит 5980886,7 рублей. Основную долю затрат составляет основное оборудование – 99%. Поэтому для наглядности, при построении диаграммы, затраты на основное оборудование, учитываться не будет.

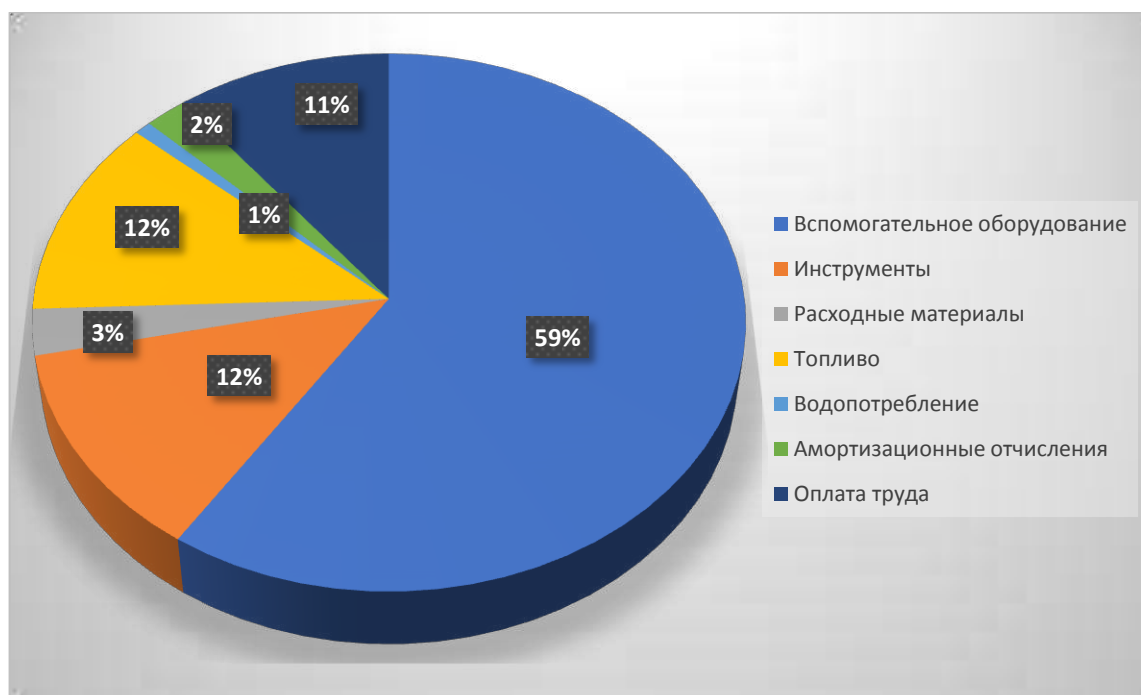


Рисунок – 12 Структура затрат на проведение ремонтных работ

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью БР была разработка технологии ремонта участка магистрального нефтепродуктопровода, методом вырезки дефектного участка.

В процессе написания БР для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

- была разработана технология ремонта с применением энергии взрыва;
- был составлен порядок проведения мероприятий, направленных на восстановление несущей способности трубы;
- была проведена поверка на прочность, деформацию и общую устойчивость;
- были рассмотрены вопросы промышленной безопасности и экологичности проекта;
- была составлена смета затрат на проведение ремонтных работ.

Цель бакалаврской работы считаю достигнутой.

Работа оформлена в соответствии с СТО 4.2-02 – 2014 [20].

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- АКБ – аккумуляторная батарея
- АКН – агрегат для сбора нефти и газового конденсата
- АНТ-3 – анализатор-течеискатель переносной взрывозащищённый
- АО – акционерное общество
- БР – бакалаврская работа
- ВИК – визуально измерительный контроль
- ВЛ – воздушная линия
- ВИП – внутритрубный инспекционный прибор
- ВЦ – вентилятор центробежный
- ГВС – газовоздушная смесь
- ГИ – гидроиспытания
- ГСМ – горюче-смазочные материалы
- ДПР – дефекты подлежащие ремонту
- ДЭС – дизельная электростанция
- ЛАЭС – линейная аварийно-эксплуатационная служба
- МН – магистральный нефтепровод
- МНПП – магистральный нефтепродуктопровод
- НПС – нефтеперекачивающая станция
- НРНУ – Новосибирское районное нефтяное управление
- ОВЭ – огнетушитель воздушно-эмульсионный
- ОП – огнетушитель порошковый
- ПДВК – предельно допустимая взрывобезопасная концентрация
- ПДК – предельно допустимая концентрация
- ПНУ – передвижная насосная установка
- ПОР – дефекты первоочередного ремонта
- ППР – план производства работ
- ПСП – приемо-сдаточный пункт
- ПТУС – производственно-техническое управление связи

ПУЭ – правила устройства электроустановок
ПШ-2 – противогаз шланговый
СИЗ – средства индивидуальной защиты
СИЗОД – средства индивидуальной защиты органов дыхания
СКЗ – станция катодной защиты
СМР – строительно-монтажные работы
УЗК – ультразвуковой контроль
ТОиР – техническое обслуживание и ремонт
ТУ – технические условия
ТЭП – технологические электростанции потребителей
УКЗ-П – заряд удлиненный кумулятивный прокатный
ФОТ – фонд оплаты труда
ЦНС – центробежный насос
ЧС – чрезвычайная ситуация
ШКЗ –
ЭХЗ – электрохимическая защита

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 РД 153-39.4-067 – 04 Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов. – Утв. 10.03.2004. п.4.
- 2 Рудаченко, А.В. Конспект лекций по дисциплине «Надежность и долговечность машин»: 2016 – п.6.
- 3 СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы (пересмотр актуализированного СНиП III-42 – 80* «Магистральные трубопроводы» (СП 86.13330.2012)) (с Изменениями N 1, 2) т.19.2 – Введ. 01.06.2014 : АО «Кодекс», 2014.
- 4 ОР-19.000.00-КТН-075 – 16 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок очистки, гидроиспытаний и внутритрубного диагностирования трубопроводов после завершения строительно-монтажных работ. Порядок планирования и организации работ» – Введ. 10.01.2015 : ОАО «АК Транснефть», 2015.
- 5 Лурье, М. В. Задачник по трубопроводному транспорту, нефти, нефтепродуктов и газа: учебное пособие / М. В. Лурье. – Москва: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2011. – 336 с.
- 6 Сокольников А. Н. Учебно-методические указания к курсовому проектированию по дисциплине Трубопроводы нефти, нефтепродуктов и газа для студентов, обучающихся по профилям 190600.62.06, 190600.62.07: учеб. пособие / А. Н. Сокольников, О. Н. Петров, Н. Н. Малышева. – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2014. – 41 с.
- 7 Коршак, А. А. Основы транспорта, хранения и переработки нефти и газа / А. А. Коршак. Ростов-на-Дону: Феникс, 2015. – 366 с.
- 8 ГОСТ 12.0.003 – 2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 01.03.2017. – Москва : Стандартинформ, 2019.
- 9 Климат Sokur // [Climate-Data.org](https://climate-data.org) : Климатические данные городов по всему миру [сайт]. Режим доступа : <https://ru.climate->

data.org/%D0%B0%D0%B7%D0%B8%D1%8F/%D1%80%D0%BE%D1%81%D1%81%D0%B8%D0%B8%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F-%D1%84%D0%B5%D0%B4%D0%B5%D1%80%D0%B0%D1%86%D0%B8%D1%8F/%D0%BD%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D1%81%D0%B8%D0%B1%D0%B8%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F-%D0%BE%D0%B1%D0%BB%D0%B0%D1%81%D1%82%D1%8C/sokur-227463/.

10 Мусяченко, Е. В. Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусяченко, А. Н. Минкин. – Электрон.дан. – Красноярск :Сиб. федер. ун-т,2016.

11 Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи сертифицированных специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам жилищно – коммунального хозяйства, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением : приказ Минздравсоцразвития РФ от 03.10.2008 N 543н // Российская газета. – 2014. – 28 мая.

12 ГОСТ 12.1.005 – 88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введ. 01.01.1989. – Москва : Стандартинформ, 2008.

13 РД 153-39.4-130 – 2002 Регламент по вырезке и врезке «катушек» соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов. т.1 – Утв. 08.10.2002. – Москва : ОАО «АК Транснефть», 2002.

14 ГОСТ 12.1.046 – 85 ССБТ. Строительство. Нормы освещения строительных площадок. – Введ. 01.07.2015. – Москва : Стандартинформ, 2015.

15 ТОИ Р-112-30 – 96 Типовая инструкция по охране труда для линейного трубопроводчика. – Введ. 14.06.1996.

16 ПУЭ Правила устройства электроустановок. гл. 7.3 – Минэнерго России от 8.07.2002 №204.

17 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности при взрывных работах» (с изменениями на 30 ноября 2017 года) – Введ. 16.12.2013.

18 РД 153-39.4-074 – 01 Руководство по безопасности «Инструкция по ликвидации возможных аварий на подводных переходах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов» – Введ. 06.06.2001 – Москва : Министерство Энергетики РФ, 2001

19 РД 153-39.4-114 – 01 Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах : Министерство энергетики РФ 28.12.2001 – Введ. 20.02.2002

20 СТО 4.2-02 – 2014 Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. Действующий; дата введения 27.02.2014.


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

«23» июня 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Технология выборочного ремонта участка магистрального
нефтепродуктопровода

Руководитель

 19.06.20

доцент, канд. техн. наук А.Н. Сокольников

Выпускник

 18.06.20

Е.С. Ясаков

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Технология выборочного ремонта участка магистрального нефтепродуктопровода»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть



И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности



А. Н. Минкин

Нормоконтролер



О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме: «Технология выборочного ремонта участка магистрального нефтепродуктопровода» содержит 79 страниц текстового документа, количество использованных источников – 20, листов графического материала – 6.

РЕМОНТ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДА, ВИДЫ РАБОТ, ВЗРЫВ, РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ.

Цель бакалаврской работы – разработать технологию ремонта дефектного участка магистрального нефтепродуктопровода, с применением энергии взрыва.

В результате бакалаврской работы был проведен расчет на прочность, деформацию и общую устойчивость заменяемого участка линейной части нефтепродуктопровода, оценена экономическая эффективность, разработаны действия для соблюдения всех правил безопасности жизнедеятельности.

В итоге была разработана технология выборочного ремонта, в которой были рассмотрены все основные этапы технологического процесса.