

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

Институт машиностроения  
(наименование института полностью)

Кафедра «Сварка, обработка материалов давлением и родственные процессы»  
(наименование)

15.03.01 Машиностроение

(код и наименование направления подготовки /специальности)

Технологии сварочного производства и инженерия поверхностей

(направленность (профиль)/специализация)

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему «Сварка, обработка материалов давлением и родственные процессы»

Обучающийся

С. Т оглы. Гадиров

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., профессор Г.М. Короткова

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Консультанты

к. ф-м. н., доцент Д.А. Романов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

к.э.н., доцент О.М. Сярдова

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2024

## Аннотация

Название выпускной квалификационной работы: «Сварка неповоротного стыка нефтепровода в полевых условиях».

Выпускная квалификационная работа состоит из пояснительной записки на 60 страниц, включая введение, четыре раздела, заключения, 21 рисунка, 14 таблиц, 22 источников, в том числе 5 на иностранном языке и чертежей на 4 листах формата А1.

Целью работы является повышение производительности сварки неповоротного стыка нефтепровода в полевых условиях».

Данная работа включает в себя четыре взаимосвязанные главы. В первой главе проводится анализ исходных данных и известных решений, описывается участок нефтепровода, который подлежит восстановлению в полевых условиях, изучаются свойства материала нефтепровода, а также проводится анализ способов восстановления и формулируются задачи работы.

Во второй главе разрабатывается технологический процесс подготовки нефтепровода к ремонтным работам и технологический процесс сварки неповоротного стыка нефтепровода в полевых условиях: выбирается оборудование, производится выбор и расчет параметров режима сварки.

В третьей главе определяются профессиональные риски и предлагаются методы и средства их снижения.

В четвертой главе проводится расчет экономической эффективности предложенных решений.

Результаты работы показали, что существуют вопросы, которые могут быть решены через проектную деятельность студентов, тематика которой представлена в данной работе.

## **Abstract**

The title of the final qualification work: "Welding of a non-rotating joint of an oil pipeline in the field."

The final qualification work consists of a 60-page explanatory note, including an introduction, four chapters, conclusions, 21 figures, 14 tables, 22 sources, including 5 in a foreign language and drawings on 4 A1 sheets.

The aim of the work is to increase the welding performance of the non-rotating joint of the oil pipeline in the field."

This work includes four interrelated chapters. The first chapter analyzes the initial data and known solutions, describes the section of the pipeline that is to be restored in the field, studies the properties of the pipeline material, as well as analyzes the methods of restoration and formulates the tasks of the work.

The second chapter develops the technological process of preparing the oil pipeline for repair work and the technological process of welding the non-rotating joint of the oil pipeline in the field: The equipment is selected, the welding mode parameters are selected and calculated.

The third chapter defines occupational risks and suggests methods and means to reduce them.

In the fourth chapter, the economic efficiency of the proposed solutions is calculated.

The results of the work showed that there are issues that can be solved through the students' project activities, the subject of which is presented in this work.

## Содержание

Введение .....	6
1 Анализ исходных данных и известных решений по сварке нефтепроводов в полевых условиях .....	7
1.1 Описание магистрального нефтепровода БТС-2.....	7
1.2 Анализ свойств материала трубопровода .....	9
1.3 Базовый способ сварки нефтепровода БТС-2.....	10
1.4 Анализ возможных способов ремонта нефтепровода.....	13
1.5 Задачи выпускной квалификационной работы .....	17
2 Технология сварки неповоротного стыка нефтепровода БТС-2 .....	18
2.1 Подготовительный этап технологического процесса .....	18
2.1.1 Разметка линии поврежденного участка нефтепровода .....	19
2.1.2 Резка и транспортировка поврежденной «катушки».....	20
2.2 Технология сварки неповоротного стыка нефтепровода БТС-2...	22
2.2.1 Подготовка «катушки» для ремонтных работ.....	22
2.2.2 Выбор оборудования для ремонтных сварочных работ .....	25
2.2.3 Технология сварки неповоротного стыка БТС-2.....	28
2.3 Заключение по разделу .....	30
3 Безопасность и экологичность технического объекта. ....	32
3.1 Конструктивно-технологическая и организационно- техническая характеристика рассматриваемого технического объекта .....	32
3.2 Идентификация профессиональных рисков. ....	33
3.3 Методы и средства снижения профессиональных рисков .....	34
3.4 Обеспечение пожарной безопасности технического объекта .....	35
3.5 Обеспечение экологической безопасности технического объекта. ....	38
3.6 Заключение по разделу .....	39

4 Оценка экономической эффективности выпускной квалификационной работы. . . . .	40
4.1 Исходная информация для выполнения экономических расчётов. . . . .	40
4.2 Расчёт фонда времени работы оборудования . . . . .	42
4.3 Расчёт фонда времени работы оборудования . . . . .	43
4.4 Расчёт заводской себестоимости вариантов технологии . . . . .	46
4.5 Оценка капитальных затрат по базовой и проектной технологиям. . . . .	51
4.6 Расчёт показателей экономической эффективности . . . . .	54
4.7 Заключение по разделу . . . . .	55
Заключение . . . . .	56
Список используемых источников . . . . .	57

## Введение

Трубопроводный транспорт играет важную роль в энергетической инфраструктуре страны, обеспечивая транспортировку нефти и газа на большие расстояния от мест их добычи к местам потребления или дальнейшей переработки. Нефтепроводы обычно пролегают по длинным маршрутам и требуют постоянного обслуживания, чтобы обеспечить безопасность и эффективность их работы [5], [12]. С течением времени магистральные трубопроводы подвержены износу и старению, поэтому требуется их ремонтировать.

Существуют различные виды ремонта магистральных нефтепроводов. Некоторые из основных видов ремонта нефтепровода это - замена поврежденного участка, замена изоляционного покрытия, ремонт сварных соединений, установка муфты.

Ремонт магистрального трубопровода, в случае серьезных повреждений, обычно включает в себя сварку катушки. Катушка — это кусок заменяемой трубы, который сваривается на месте повреждения для восстановления целостности трубопровода. Процесс сварки неповоротного стыка катушки требует использования квалифицированных сварщиков и соответствующего оборудования. Важно соблюдать технологические требования: проводить необходимые подготовительные работы по вскрытию участка нефтепровода, по очистке и подготовке поверхности трубы, а также обеспечить должную защиту сварочной зоны.

В настоящее время катушку сваривают ручной дуговой сваркой покрытым электродом. Несмотря на то, что ручная дуговая сварка трубопроводов является широко используемым методом, у нее есть многие недостатки. Основным недостатком, которой является низкая производительность, поэтому цель работы – повысить производительность сварочного процесса неповоротного стыка нефтепровода БТС-2.

# 1 Анализ исходных данных и известных решений по сварке нефтепроводов в полевых условиях

## 1.1 Описание магистрального нефтепровода БТС-2

«Балтийская трубопроводная система-2 (БТС-2) была запущено в 2012 года. Нефтепровод проходит по Брянской, Смоленской, Тверской, Новгородской и Ленинградской областям. Его протяженность составит более 1000 км. Диаметр нефтепровода по линейной части принят равным 1067 мм, рабочее давление – 6,3 МПа. Исходя из значений диаметра труб, рабочего давления, условий прохождения нефтепровода и расстановки насосно-компрессорных станций была построена эпюра рабочих давлений, на основе которой определены требуемый класс прочности и толщины стенок труб. Класс прочности труб, применяемых на линейной части – К52, К56, К60. Толщины стенок находятся в интервале 11,0–16,0 мм. Предполагаемый сортамент труб приведен в таблице 1» [12].

«С целью обеспечения поставки на объекты строительства нефтепровода «БТС-2» труб требуемого качества по заданию ОАО «АК Транснефть» был разработан нормативный документ, определяющий служебные характеристики труб – СТТ-23.040.00-КТН-049- 07 «Нефтепровод БТС-2». Специальные технические требования на трубы для нефтепровода БТС-2» [12].

Таблица 1- Сортамент труб

Диаметр, мм	Класс прочности	Толщина стенки, мм
1067	К52	11
	К56	12, 13, 16
	К60	16

Эксплуатация Балтийской трубопроводной системы 2 включает в себя регулярное обслуживание и мониторинг состояния трубопроводов, а также

организацию поставок нефти и газа. Операторы системы следят за тем, чтобы все трубопроводы и сооружения были в исправном состоянии и соответствовали требованиям безопасности.

«Трубы на объекты магистральных трубопроводов поставляются по техническим условиям поставщиков и ГОСТ. Каждая партия труб должна иметь сертификат качества (паспорт) завода-изготовителя, оформленный в установленном порядке с указанием регламентируемых техническими условиями приемо-сдаточных характеристик» [17].

«Для сооружения и ремонта линейной части магистральных трубопроводов применяются сварные прямошовные и спиральношовные трубы диаметром от 530 до 1220 мм (для нефти) и 1420 мм (для газа), изготовленные из низколегированных сталей» [17].

«Сварные трубы диаметром 159...426 мм с толщиной стенки от 4 до 12 мм могут поставляться по ГОСТ 20295, а диаметром 42...426 мм с толщиной стенки от 3 до 14 мм – по ГОСТ 10704, ГОСТ 10705 и техническим условиям, разработанным и утвержденным в установленном порядке. Металл трубы – спокойная или полуспокойная углеродистая или низколегированная сталь. Показатели механических свойств устанавливаются в соответствии с классами прочности, которые регламентированы ГОСТ 20295 или техническими условиями на поставку труб» [17].

«Бесшовные трубы поставляются по ГОСТ 8731, 8732 (группа В – с нормированием механических свойств и химического состава), ГОСТ 8733 (группа В), ГОСТ 8734, ГОСТ 9567, ГОСТ 550, а также по техническим условиям разработанным и утвержденным в установленном порядке. Диапазон диаметров – от 14 до 426 мм из спокойной или полуспокойной углеродистой или низколегированной стали. Бесшовные трубы по ГОСТ 8731 и ГОСТ 8733 с толщиной стенки от 5 до 20 мм должны иметь фаску под углом от 35° до 40° и притупление от 1 до 3 мм. Для строительства и ремонта трубопроводов не связанных с транспортировкой нефти, нефтепродуктов и газа допускаются к применению трубы из аустенитных высоколегированных



сталей изготовленных по ГОСТ 9941-81, ГОСТ 9940–81, ГОСТ 24030-80, а также трубы с силикатно-эмалевым покрытием изготовленных в соответствии в соответствии с общими техническими требованиями на трубы с силикатно-эмалевым покрытием. Соединительные детали трубопроводов диаметром от 530 до 1220 (1420) мм прочностных классов от К42 до К60 включительно должны соответствовать общим и специальным техническим требованиям ПАО «Транснефть» или ПАО «Газпром». Для строительства и ремонта трубопроводов применяются такие конструкции соединительных деталей (фитингов), как тройники, переходы и отводы разной конструкции, днища (заглушки) эллиптические» [17].

## **1.2 Анализ свойств материала нефтепровода**

Магистральный нефтепровод БТС-2 выполнен из стали 09Г2ФБ. Анализ свойств материала нефтепровода включает ряд факторов, которые важны для обеспечения его надежной и безопасной эксплуатации. Самым важным фактором считается материал изделия.

Материал, из которого изготовлен нефтепровод, играет ключевую роль в его прочности и износостойкости [10]. Анализ состава материала может помочь определить его механические свойства, степень коррозии и устойчивость к различным средам. Сталь 09Г2ФБ относится к группе низколегированных конструкционных сталей с хорошей свариваемостью. Оценка свариваемости магистрального нефтепровода выполняется с помощью различных методов и критериев, таких как анализ химического состава металла, проверка механических свойств, контроль напряжений и деформаций в зоне сварки, оценка качества шва и др [18], [19].

Сталь 09Г2ФБ относится к классу прочности К56. Сталь 09Г2ФБ — это конструкционная низколегированная сталь, которая широко используется в различных отраслях промышленности. Сталь 09Г2ФБ содержит около 0,09% углерода, что обеспечивает ей достаточную прочность и твердость. Она также

содержит некоторые легированные элементы, такие как марганец около 2%, ванадий до 1% и ниобий до 1%, которые улучшают ее свойства.

Сталь 09Г2ФБ имеет ферритно-перлитную структуру. Ферритная структура обладает хорошей пластичностью. Феррит представляет собой кубическую решетку и содержит малое количество углерода [20]. Феррит обеспечивает хорошую ударную вязкость и свариваемость. Поэтому сталь отлично сваривается, что делает ее удобной для производства сварных конструкций и соединений.

Перлитная структура состоит из феррита и цементита. Цементит — это твердая и хрупкая фаза, содержащая большее количество углерода, чем феррит. Перлит обеспечивает стали повышенную прочность и твердость. Сталь 09Г2ФБ обладает высокой прочностью, что делает ее подходящей для использования в строительстве, машиностроении и других отраслях, где требуется высокая нагрузочная способность. Сталь 09Г2ФБ часто используется в производстве труб для транспортировки нефти и газа.

Параметры нефтепровода имеет прямое влияние на его пропускную способность и стойкость к внешним нагрузкам. Диаметр и толщина стенки определяют грузоподъемность нефтепровода и его способность выдерживать внутреннее и внешнее давление. Для Балтийской трубопроводной системы-2 (БТС-2) используются трубопровод диаметром 1067мм с толщиной стенки 12 мм.

### **1.3 Базовый способ сварки нефтепровода БТС-2**

«Перед началом работ по вырезке должен быть оформлен наряд-допуск, должны быть отключены станции катодной и дренажной защиты магистрального нефтепровода на расстоянии не менее 10 км в обе стороны от места производства работ. На месте производства работ должна находиться пожарная автомашина. Длина вырезаемого участка трубопровода (детали) должна быть больше дефектного участка не менее чем на 100 мм с каждой

стороны, но не меньше диаметра трубопровода. Вырезка дефектного участка производится труборезными машинами с приводами во взрывобезопасном исполнении с частотой вращения режущего инструмента не более 60 об/мин, и подачей не более 30 мм/мин. Длина ввариваемой «катушки» должна быть не меньше наружного диаметра ремонтируемого трубопровода (рисунок 1).

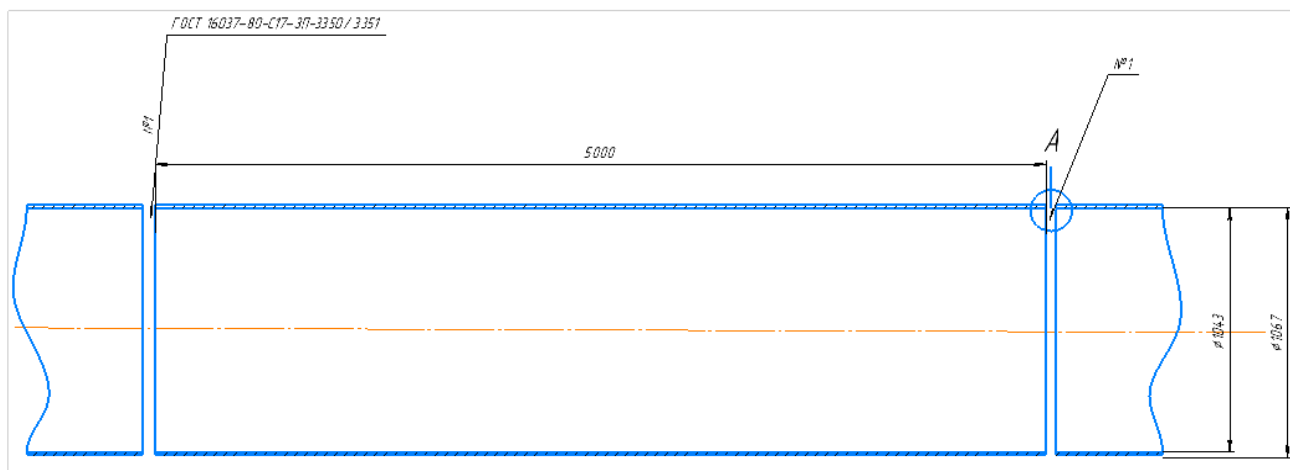


Рисунок 1- Ремонт магистрального нефтепровода

Ввариваемая «катушка» должна быть изготовлена из труб того же диаметра, толщины стенки и аналогичного класса прочности трубе ремонтируемого участка и иметь сертификат на трубу, из которой она изготовлена. После вырезки дефектного участка трубопровода оси соединяемых трубопроводов должны быть выставлены в единую продольную линию. Перед сваркой нужно убедиться, что размеры и положение кромок соответствуют требованиям (рисунок 2). Перед началом сварочных работ производится сушка или подогрев торцов труб и прилегающих к ним участков. Сушка торцов труб производится нагревом до температуры 20...50 °С при температуре воздуха ниже плюс 5 °С, и при наличии следов влаги на кромках. Сварочные работы должны выполняться в соответствии с технологическими картами по видам работ» [14].

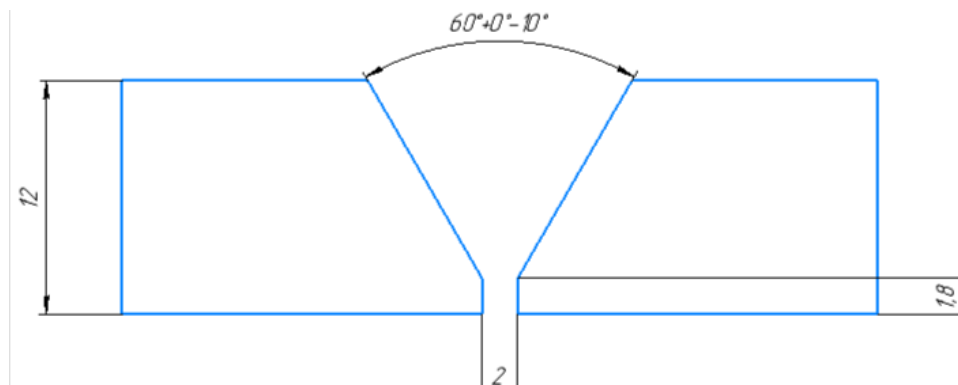
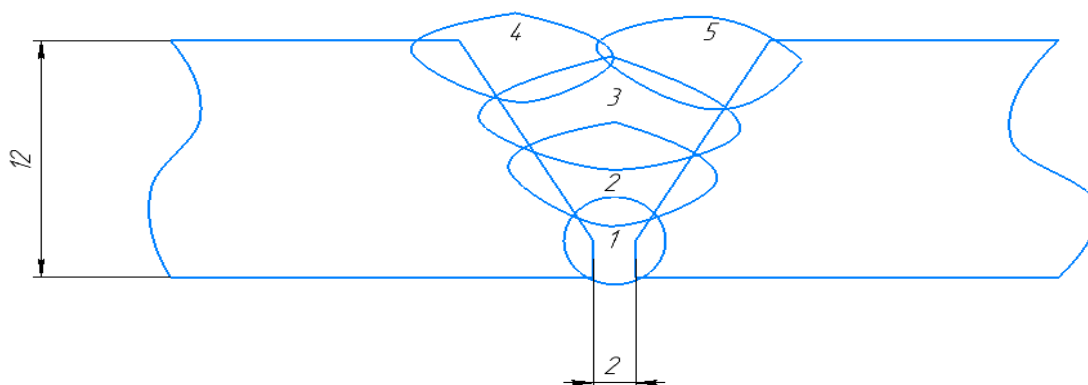


Рисунок 2 - Подготовка кромок под сварку

«Сварку корневого и последующих слоев сварного шва для труб диаметром 720...1220 мм выполняют не менее чем два сварщика. Каждый слой шва, перед наложением последующего, зачищается от шлака и брызг механическим способом (шлифмашинкой). При сварке начало каждого следующего слоя должно смещаться относительно предыдущего не менее чем на 30 мм. Места окончания сварки смежных слоев шва должны быть смещены относительно друг друга не менее чем на 70...100 мм. Сварка завершается выполнением облицовочного слоя (рисунок 3). Облицовочный слой шва должен перекрывать основной металл на 1,5...2,5 мм с каждой стороны разделки и иметь усиление 1...3 мм. Грубые участки поверхности облицовочного слоя, а также участки с превышением усиления шва, следует обработать шлифовальным кругом» [14]. «Контроль качества сварных соединений стальных конструкций производится: внешним осмотром с проверкой геометрических размеров и формы швов в объеме 100%; неразрушающими методами (радиографированием или ультразвуковой дефектоскопией) в объеме не менее 0,5% длины швов. Увеличение объема контроля неразрушающими методами или контроль другими методами проводится в случае, если это предусмотрено чертежами КМ или НТД (ПТД)» [16]



1-корневой слой шва; 2,3-заполняющие слои шва; 4,5-облицовочные слои шва

Рисунок 3- Многослойный сварной шов при ремонте нефтепровода

На чертеже 24БРСОМДиРП 61.001 приведены параметры трубопровода и конструктивные элементы подготовленных кромок и шва.

#### **1.4 Анализ возможных способов сварки магистрального нефтепровода**

Для ремонта магистральных нефтепроводов, в зависимости от требований и условий, могут использоваться различные способы сварки. Существует ряд документов, которые регламентируют выбор и применение различных способов сварки. Некоторые из них: РД 34 15.132–96 [16], РД 153–39.4–130–2002 [14], РД 25 160 00 КТН 037 14 [15], [7].

Анализ руководящих документов Транснефти [] позволяет оценить наиболее распространенные способы сварки для ремонта подземных нефтепроводов и выбрать один из них для нефтепровода БТС-2.

Ручная дуговая сварка: это самый распространенный способ сварки, при котором сварщик использует покрытый электрод для создания сварного соединения. В процессе сварки используется сварочный инвертор, который

позволяет регулировать интенсивность тока и поддерживать стабильность дуги. Ручная дуговая сварка является эффективным методом соединения труб на магистральных нефтепроводах. Она позволяет обеспечить надежность и долговечность сварных соединений, что является критически важным для безопасной эксплуатации нефтепроводов.

Преимуществам ручной дуговой сварки относятся высокая маневренность и простота сварочного оборудования. Ручная сварка также позволяет обрабатывать трубы больших диаметров и осуществлять соединение в вертикальном, горизонтальном и наклонном положениях.

Однако ручная дуговая сварка имеет ряд недостатков. К ним относятся низкая производительность и КПД. Качество сварных соединений зависит от квалификации сварщика. Сварщик должен уметь контролировать дугу, поддерживать необходимую температуру и обеспечивать равномерное проникновение сварочного материала. При ручной дуговой сварке класс прочности трубы К56 используют электроды типа Э50А по ГОСТу 9467. Схема ручной дуговой сварки покрытым электродом представлена на рисунке 4.

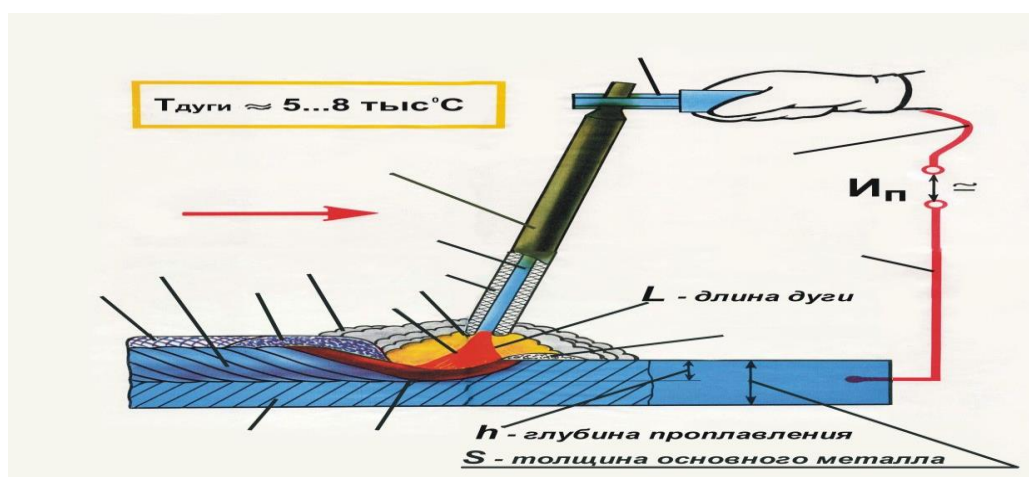


Рисунок 4- Схема ручной дуговой сварки

Механизированная сварка в среде защитного газа – это один из наиболее эффективных и широко применяемых методов сварки магистральных

нефтепроводов (рисунок 5). Основным газом, который используется в процессе сварки, является смесь защитных газов, например, аргон, гелий или смесь аргон-гелий, или аргон-СО<sub>2</sub>, которые создают защитную атмосферу около сварочной дуги. Это позволяет предотвратить окисление и загрязнение сварочной зоны, обеспечивая высокое качество сварного соединения.

«Механизированная сварка имеет высокую производительность и отсутствие шлаковой корки» [1]. Скорость при автоматической сварке достигает 15 м/ч.

«Всё же, она обладает ряд минусов, такие как необходимость применения защитных мер против световой и тепловой радиации дуги и транспортировка баллона с газом» [1].



Рисунок 5- Механизированная сварка в среде защитного газа

Механизированная сварка самозащитной порошковой проволокой является еще одним распространенным методом сварки магистральных нефтепроводов (рисунок 6). Этот процесс позволяет выполнять сварку в условиях наружного воздействия без необходимости использования защитных газов. Внутри самозащитной порошковой проволоки содержится флюс. Флюс служит для обеспечения защиты сварочного шва от окисления и удаления загрязнений, а также для улучшения качества сварочного соединения.

«Преимущества сварки самозащитной порошковой проволокой включают отсутствие газовой аппаратуры и сварку в сложных условиях.

Однако при сварке самозащитной порошковой проволокой важно учитывать ряд факторов. Во-первых, высокая стоимость проволоки. Во-вторых, нужно тщательно зачищать каждый слой, чтобы избавиться от слоя шлака» [1].

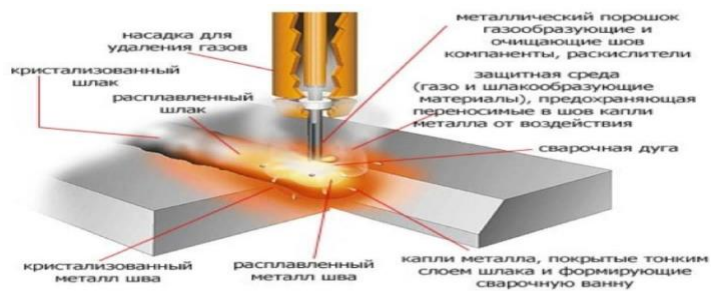


Рисунок 6- Сварка самозащитной порошковой проволокой

Ручная аргонодуговая сварка (TIG-сварка) широко применяется при сварке нефтепроводов (рисунок 7). Она отличается высокой точностью и качеством сварных соединений. В процессе TIG-сварки используется аргон как защитный газ, который предотвращает окисление металла и обеспечивает чистоту сварочного шва. Этот метод сварки особенно подходит для работ с тонкими металлическими конструкциями.

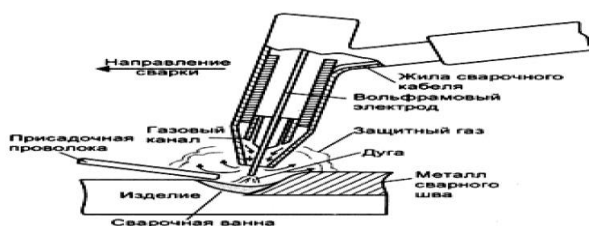


Рисунок 7- Ручная аргонодуговая сварка нефтепровода БТС 2

«Преимуществами сварки считаются: возможность визуального наблюдения и возможность ведения процесса во всех положениях.



Несмотря на свои преимущества, аргодуговая сварка также имеет некоторые недостатки: сложность при работе на открытом местности и необходимость высокой квалификации сварщика» [2].

В результате проведенного анализа рекомендованных нормативными документами Транснефти выбираем механизированную сварку самозащитной порошковой проволокой, так как она позволяет обеспечить высокую производительность ремонтных работ и хорошее качество сварного соединения.

Материалы анализа способов ремонта нефтепровода представлены на чертеже 24.БР. СОМДиРП.018.011.000.

### **1.5 Задачи выпускной квалификационной работы**

Анализ условий работы Балтийской трубопроводной системы - 2, введенной в эксплуатацию в 2012г. показал, что за 10 лет эксплуатации магистрального нефтепровода появляются участки, которые по регламенту необходимо исправлять, т.е. производить ремонтные работы.

Для достижения поставленной цели необходимо в выпускной квалификационной работе решить следующие задачи.

1 Разработать подготовительный технологический процесс для ремонта нефтепровода БТС-2.

2 Разработать технологический процесс сварки неповоротного стыка трубы  $d = 1067$  мм самозащитной порошковой проволокой в полевых условиях.

3. Рассчитать экономическую эффективность проекта.

## 2 Технология сварки неповоротного стыка нефтепровода БТС-2

### 2.1 Подготовительный этап технологического процесса

Магистральный нефтепровод БТС-2 эксплуатируется более 10 лет, поэтому на трубопроводе возникают дефекты, которые необходимо устранять. Перед ремонтом поврежденного нефтепровода проводится контроль трубопровода с целью обнаружения дефектов. Это позволяет определить местонахождение повреждений, их характер и масштаб, что важно для разработки эффективного плана ремонта [11].

Вскрыв траншею и подготовив земельный участок для проведения ремонтных работ, определяют дефектный участок нефтепровода.

Контроль нефтепровода включает в себя такие методы, как визуальный осмотр, ультразвуковой контроль, и другие, в зависимости от типа повреждений и требований безопасности. Контроль помогает определить объем работ, необходимых для восстановления нефтепровода, и обеспечивает безопасность и надежность восстановленного сооружения (рисунок 8).



Рисунок 8 - Контроль поврежденного участка нефтепровода

Для выявления дефектов используют ультразвуковой дефектоскоп УД-12. «По результатам неразрушающего контроля на стыке отмечают место расположения и тип дефекта» [14].

### 2.1.1 Разметка линии поврежденного участка нефтепровода

Разметка линии реза поврежденного нефтепровода является важным шагом при его ремонте. После того, как точно определили место повреждения на нефтепроводе, необходимо обеспечить безопасность рабочей зоны и убедиться, что она очищена от лишних препятствий и обеспечена доступность для рабочих. После контроля дефектоскописты определяют длину поврежденного участка. В нашем случае длина дефектного участка составляет 5м. Используя устройство разметки линии реза труб 1020–1420 мм, необходимо отметить линию реза на поврежденном нефтепроводе. Это позволит сварщикам точно определить место реза и обеспечить точность восстановления (рисунок 9).



Рисунок 9- Разметка линии реза магистрального нефтепровода

Магистральные нефтепроводы БТС-2 относятся к ответственным конструкциям. Весь процесс подготовки магистрального нефтепровода к ремонту должен выполняться в соответствии с нормативными и техническими требованиями, чтобы гарантировать безопасность и надежность работы. Подготовка к ремонту нефтепровода может происходить в холодных и сложных условиях. Работники могут сталкиваться с низкими температурами, плохой видимостью, сильными ветрами. В таких условиях требуется особое

оборудование и подготовка, а также соблюдение дополнительных мер безопасности.

### 2.1.2 Резка и транспортировка поврежденной «катушки»

С помощью машины для безогневой резки труб типа Волжанка 3 поврежденный участок по размеченной линии вырезают дефектный участок нефтепровода (рисунок10). «Резка труб производится с применением специальных станков» [13].



Рисунок 10- Резка поврежденного участка нефтепровода

Таблица 2 – Параметры режима безогневой резки

Число оборотов, об./мин.	Врез,м/ч	Глубина резания макс, мм	Ширина реза, мм	Длина катушки, м	Вес катушки, кг
3000	1,9	18	4	5	>160

В данном случае используется безогневая машина для резки труб  $d = (325-1420)$ мм типа Волжанка 3. Режим резки приведен в таблице 2 и на черт. 24.БР.СОМДиРП.018.12.001.

Вырезанный участок трубы весом более 160 кг с помощью строп вынимают подъемником грузоподъемностью 2т (марки МКГ-6,3) из траншеи, как показано на рисунке 11. Грузовым транспортом (КАМАЗ) вывозят с участка.



Рисунок 11- Схема удаления дефектной «катушки» [15]

Таким образом, для выполнения подготовительного этапа технологического процесса необходимо следующее оборудование.

1. Грузовой автомобиль грузоподъемностью 3т типа Камаз
2. Грузоподъемник, стропы (до 1т) МКГ-6,3 КРАН
3. Безогневая машина для резки труб  $d = (325-1420)$ мм типа Волжанка 3
4. Дефектоскопы типа УД-12.

Все работы выполняются аттестованными специалистами.



## 2.2 Технология сварки неповоротного стыка нефтепровода БТС-2

### 2.2.1 Подготовка катушки для ремонтных работ

Подготовка новой катушки для ремонта нефтепровода проводится непосредственно на трассе. Для этого на трассу поставляется труба  $d = 1067\text{мм}$ ,  $S = 12\text{ мм}$ ,  $L = 6,0\text{м}$ . Дефектный участок по длине равен 5м, поэтому для врезки катушки ремонтного участка нефтепровода требуется провести разметку, чтобы определить точные размеры и местоположение реза (рисунок 12). Используя устройство разметки линии реза труб  $d = (1020-1420)\text{ мм}$ , отмечается линия реза на поверхности новой трубы. Маркировка должна быть четкая и видимая для резчика. Необходимо соблюдать правила безопасности и следовать инструкциям, предоставленным соответствующими организациями.



Рисунок 12- Схема разметки катушки для резки

Перед началом реза следует убедиться, что разметка правильно выполнена и соответствует требованиям проекта и ремонта. Проверив точность размеров, местоположение и ориентацию разметки, можно резать катушку. Для резки катушки используется ленточная машина (рисунок 13).



Рисунок 13- Схема установки безогневой машины для резки

После резки производится очистка поверхности трубы от загрязнений. С помощью УШМ Nosord, шаблона УШС-3 ведется подготовка кромок под сварку (рисунок 14).



Рисунок 14- Подготовка кромок под сварку

Кромки должны соответствовать требуемым размерам и геометрии. Обязательно следует проверять, что кромки находятся в правильном положении и совпадают по высоте и уровню. Используя, уровень или другие инструменты для проверки горизонтальности и вертикальности. Форма разделки кромок V-образная для труб под сварку с толщиной 12 мм.

Сварное соединение для данного трубопровода - С17 (рисунок 15).

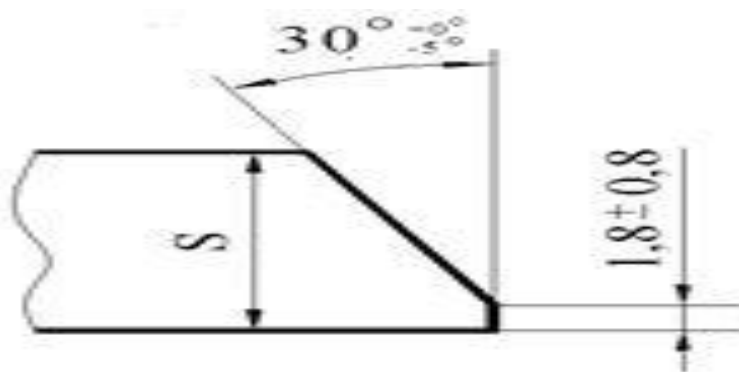


Рисунок 15- Подготовка кромок сварного соединения С17 под сварку

Подготовленную катушку гусеничным монтажным краном МКГ-6,3 перемещают в зону ремонта нефтепровода, предварительно убедившись, что есть достаточно пространства для размещения катушки и оборудования.



Рисунок 16- Сборка нефтепровода с помощью крана и внешнего центриатора

Потом необходимо разместить внешний центриатор ЦЗН-1067 на трубе непосредственно перед точкой сварки. Убедиться, что центриатор ЦЗН-1067 правильно центрирует трубу и обеспечивает равномерный зазор между



соединяемыми трубами. Следует использовать гусеничный монтажный кран МКГ- 6,3 для поднятия и манипулирования трубами. Убедиться, что кран надежно и безопасно держит трубы. Подводить соединяемые трубы к другу другу и аккуратно вставить их внутрь внешнего центриатора ЦЗН-1067 (рисунок 16). Обязательно нужно проверить, что трубы тщательно выровнены и совпадают по высоте и уровню.

### **2.2.2 Выбор оборудования для ремонтных сварочных работ**

В результате проведенного анализа рекомендованных нормативными документами Транснефти для сварки новой катушки в нефтепровод используем механизированную сварку самозащитной порошковой проволокой, так как она позволяет обеспечить высокую производительность ремонтных работ и хорошее качество сварного соединения. Для этого выбираем аппарат Lincoln Elektric INVERTEC STT II с механизмом подачи присадочной проволоки XG-90LN.

Таблица 3 – Техническая характеристика INVERTEC STT II (США)

Сеть питания	380/3/50-60
Номинальная мощность	200А/28В / 100%
Диапазон сварочного тока	1-425 Пиковый ток
Диапазон скорости подачи проволоки	1-22 м/мин
Габаритные размеры	589 мм х 336 мм х 620 мм
Вес нетто	53 кг

Аппарат Lincoln Elektric INVERTEC STT II – это универсальный источник питания, который предназначен для РДС, РАД, механизированной сварки плавящимся электродом сплошного сечения и порошковой проволокой. Техническая характеристика Аппарат Lincoln Elektric INVERTEC STT II приведена в таблице 3, внешний вид на рисунке 17.



Рисунок 17- Внешний вид аппарата Lincoln Elektric INVERTEC STT II

Внешняя вольтамперная характеристика аппарата показана на рисунке 18.

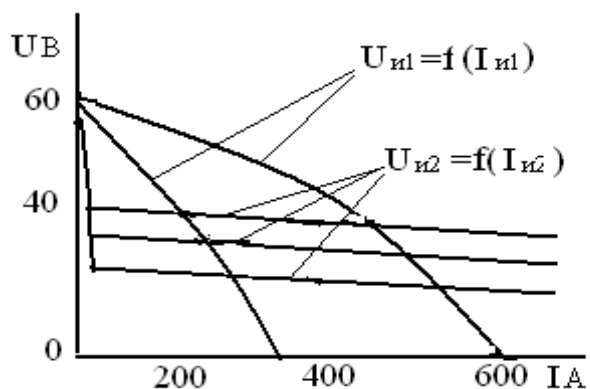


Рисунок 18 – Внешняя вольтамперная характеристика INVERTEC STT II

Механизм подачи присадочной проволоки XG-90LN фирмы Lincoln Elektric представлен на рисунке 19.



Рисунок 19–Внешний вид механизма подачи присадочной проволоки  
XG-90LN

Техническая характеристика дана в таблице 4.

Таблица 4-Технические данные механизма XG-90LN

Наименование механизма	XG-90LN
Наименование источника питания дуги	MPS-500 D7 500
Номинальное выходное напряжение	24 В
Номинальный выходной ток	3А
Продолжительность включения	60%
Скорость подачи проволоки	(0,76-4,05) м/мин
Тип проволоки	Самозащитная
Диаметр проволоки	(2-2,4) мм
Габариты (ш*д*в)	(220*620*470) мм
Вес	12 кг

Для питания сварочного оборудования в полевых условиях предусмотрена специальная станция питания, выполняющая функции питающей сети (3-х фазной сети). Учитывая тот факт, что работы проводятся

при различных погодных условиях, предусмотрены защитные средства от ветра, дождя и другой непогоды в виде палаток.

### **2.2.3 Технология сварки неповоротного стыка БТС-2**

В соответствие с РД 153–39.4–130–2002 выполняется корневой шов покрытым электродом Э50А. Сварку начинают с нижней точки два сварщика. Параметры при ручной дуговой сварке покрытым электродом: сила тока  $I_d = (90–120)$  А, диаметр электрода 3 мм, марка электрода ОК 53.70, обратная полярность. После выполнения корневого шва производится зачистка сварного шва перед сваркой 2-го слоя порошковой проволокой. Для ремонта нефтепровода механизированной сваркой самозащитной порошковой проволокой используется сварочный аппарат Lincoln Electric INVERTEC STT II и самозащитная порошковая проволока Pipeliner NR-208 XP. Самозащитная проволока Pipeliner NR-208 XP обладает специальным составом, который обеспечивает защиту сварного шва от внешней среды без необходимости использования дополнительного флюса или газа. Это позволяет выполнить качественный и надежный сварочный ремонт нефтепровода. Установив сварочный аппарат и настроив требуемые параметры, начинают сварку (рисунок 20). Для данного слоя сила тока 250 А, диаметр проволоки 2 мм, вылет электрода 15 мм и скорость подачи проволоки 180 м/мин. Аппарат Lincoln Electric INVERTEC STT II переключается с падающей ВАХ на пологопадающую ВАХ (рисунок 18). Этот режим является основным для 2-5 слоя.

Для выполнения облицовочного слоя шва используется та же порошковая проволока Pipeliner NR-208 XP. Усиление облицовочного слоя должно составлять (1–3) мм [РД 25 160 00 КТН 037 14 с изм].

После каждого слоя производится зачистка. Результаты выбора параметров режима приведены в таблице 4.

Таблица 4- Параметры режима сварки неповоротного стыка

№ слоя	I <sub>д</sub> , А	l <sub>выл</sub> мм	V <sub>пр.пр.</sub> , м/мин	d <sub>пр</sub> , мм	ВАХ	Примечание
1	90-120	-	-	3,0	падающая	Корневой шов выполняют 2 сварщика РДС
2, 3	250	15	180	2,0	жесткая	Заполняющие швы выполняют 2 сварщика мех. сваркой порошковой проволокой
4, 5	250	15	180	2,0	жесткая	Облицовочный шов с усилением (1-3)мм



Рисунок 20 - Сварка нефтепровода БТС-2

После сварки проводится контроль качества сварного соединения (рисунок 21). Прежде всего, проводится визуальный контроль для обнаружения внешних дефектов. Потом следует использовать ультразвуковой метод контроля. Метод ультразвукового контроля применяется для обнаружения внутренних дефектов в сварном соединении, таких как поры, трещины или неправильности структуры. Для этого следует использовать ультразвуковой дефектоскоп У2-12. Если все технические операции были выполнены правильно, тогда сварные соединения пройдут проверку.



Рисунок 21- Контроль качества сварного соединения

Технологический процесс сварки представлен на черт.24.БР.СОМДиРП.018.12.001 и на черт.24.БР.СОМДиРП.018.13.002

### **2.3 Заключение по разделу**

Цель выпускной квалификационной работы – повысить производительность сварочного процесса неповоротного стыка нефтепровода БТС-2  $d = 1067$  мм из стали 09Г2ФБ с толщиной трубы 12мм.

Повышение производительности сварочных работ при проведении ремонтных работ нефтепровода БТС-2 достигается за счет использования механизированной сварки самозащитной порошковой проволокой.

В связи с этим разработана технология подготовительного этапа работ на трассе в полевых условиях. Операции технологического процесса, включая резку дефектного участка нефтепровода представлены на черт.24.БР.СОМДиРП.018.61.000Сб

Спроектирован технологический процесс сварки неповоротного стыка трубы, включая подготовку новой катушки на трассе. Все операции технологического прочеса приведены на черт.24.БР.СОМДиРП.018.12.001 и на черт.24.БР.СОМДиРП.018.13.002

Определены операции технологического процесса по ремонту нефтепровода. Приведено описание каждого процесса. Определены параметры механизированной сварки (таблица 4).

Расчет экономической эффективности механизированной сварки самозащитной порошковой проволоки составляет 2322164 руб.

Таким образом, решив поставленные в работе задачи доказано, что механизированная сварка самозащитной порошковой проволокой является самым эффективным методом сварки для ремонта поврежденного участка нефтепровода БТС-2.

### 3 Безопасность и экологичность технического объекта

#### 3.1 Конструктивно-технологическая и организационно-техническая характеристика рассматриваемого технического объекта

Выпускная квалификационная работа посвящена ремонту магистрального нефтепровода (черт. 24. БР.СОМДиРП.018.61Сб).

Ремонт магистрального нефтепровода является сложной и ответственной задачей, в процессе которой возникают опасные и вредные факторы для работников и окружающей среды. Опасные факторы могут включать в себя возможность утечки нефти или газа, пожары, взрывы, а также травмы работников при выполнении работ на высоте или с применением специального оборудования.

Исходя из выше сказанного, разработан технологический паспорт технического объекта (таблица 1). «Технологический паспорт технического объекта представляет собой документ, который содержит информацию о технологических процессах по ремонту нефтепровода» [22].

Таблица 5 - «Технологический паспорт технического объекта» [3]

Технологический процесс	Технологическая операция, вид выполняемых работ	Наименование должности работника, выполняющего технологический процесс, операцию	Оборудование, техническое устройство, приспособления	Материалы, вещества
Технологический процесс ремонта нефтепровода	Разметка линии реза катушки	Разметчик	Устройство разметки линии реза труб 1020-1420 мм	Разметочная рулетка
	Резка катушки	Резчик	Волжанка 3	Перчатки.



## Продолжение таблицы 5

Технологический процесс	Технологическая операция, вид выполняемых работ	Наименование должности работника, выполняющего технологический процесс, операцию	Оборудование, техническое устройство, приспособления	Материалы, вещества
Технологический процесс ремонта нефтепровода	Подготовка кромок под сварку	Слесарь	Ушм Nocord, линейка, шаблон сварщика УШС-3	Круг абразивный
	Сборка	Слесарь, машинист	Гусеничный монтажный кран МКГ-6,3, центратор цзн-1067	Перчатки
	Сварка	Сварщик	Аппарат Lincoln Electric INVERTEC STT II , генератор FUBAG WS 230 DDC ES, проволока pipeliner NR-208 XP, механизм подачи проволоки XG-90LN	Электрод Э50А, перчатки
	Контроль	Дефектоскопист по ультразвуковому контролю	Ультразвуковой дефектоскоп УД2-12	Масло

### 3.2 Идентификация профессиональных рисков

Идентификация профессиональных рисков - это процесс определения всех возможных опасностей и угроз, которые могут воздействовать на работников в рабочей среде и их профессиональную деятельность. Цель идентификации рисков заключается в том, чтобы выявить потенциальные опасности и риски, которые могут привести к несчастным случаям, травмам, заболеваниям или другим негативным последствиям для здоровья и безопасности работников.

Таблица 6- «Идентификация профессиональных рисков» [3]

Производственно-технологическая и/или эксплуатационно-технологическая операция, вид выполняемых работ	Опасный и/или вредный производственный фактор	Источник опасного и/или вредного производственного фактора
Разметка линии реза катушки	-травмы при поднятии или перемещении катушки	Гусеничный монтажный кран МКГ-6,3
Резка катушки	-искры; -движущиеся машины и механизмы	Волжанка 3
Подготовка кромок под сварку	-риск получения повреждений от острых краев трубы; -шум	Ушм Nocord
Сборка	-травмы при перемещении катушки	Гусеничный монтажный кран МКГ-6,3
Сварка	-искры; - брызги; - излучения	Аппарат Lincoln Electric INVERTEC STT II; Электрод Э50А
Контроль	-излучения; -шум	Ультразвуковой дефектоскоп УД2-12

Потенциальные и опасные факторы оформлены в таблице 6.

### 3.3 Методы и средства снижения профессиональных рисков

Одним из основных способов снижения профессиональных рисков при проведении работ по ремонту нефтепровода является использование специальной защитной одежды (таблица 7). Важно также обеспечить работников профессиональным обучением и инструктажем по правилам техники безопасности при работе с нефтепроводами.

Таблица 7- «Организационно-технические средства снижения негативного воздействия опасных и вредных производственных факторов» [3]

Опасный и или вредный производственный фактор	Организационно-технические методы и технические средства защиты, частичного снижения, полного устранения опасного и или вредного производственного фактора	Средства индивидуальной защиты работника
-травмы при поднятии или перемещении катушки	-Инструктаж работников; -Размещение плакатов по технике безопасности	Спецодежда
-искры; -движущиеся машины и механизмы	-Инструктаж работников	Спецодежда
-риск получения повреждений от острых краев трубы; -шум	-Инструктаж работников; -Размещение плакатов по технике безопасности	Спецодежда
-травмы при перемещении катушки	-Инструктаж работников; -Размещение плакатов по технике безопасности	Спецодежда
-искры; - брызги; - излучения	-Установить ограждения, ограничивающее перемещение работников	Спецодежда
-излучения; -шум	-Размещение плакатов по технике безопасности	Спецодежда

Для снижения рисков также необходимо проводить регулярные проверки оборудования.

### 3.4 Обеспечение пожарной безопасности технического объекта

Ремонт магистрального нефтепровода объединяет множество операций, включая сварку, резку, подготовку кромок и другие. «В процессе сварки и резки могут возникнуть пожары из-за высоких температур и возможного взаимодействия горючих материалов» [20]. Из-за этого определен класс пожара, который может возникнуть на участках сборки и сварки (таблица 8).

Таблица 8- «Идентификация классов и опасных факторов пожара» [3]

Название участка	Оборудование	Класс пожара	Опасные факторы пожара	Сопутствующие проявления факторов пожара
Участок, на котором осуществляется сборка и сварка	Аппарат Lincoln Electric INVERTEC STT II, генератор FUBAG WS 230 DDC ES, проволока pipe liner NR-208 XR, механизм подачи проволоки XG-90LN	Пожары, связанные с воспламенением и горением вещества и материалов электроустановок, находящихся под электрическим напряжением (Е)	-искры; -брызги; -трубы-движущиеся машины и механизмы;	-излучения; -шум -травмы при перемещении катушки

Для обеспечения технической безопасности при ремонте нефтепровода ключевым шагом является выбор и использование специализированных

средств пожарной безопасности (таблица 9). Эффективное использование средств пожарной безопасности во время ремонта нефтепровода играет решающую роль в предотвращении пожаров и обеспечении безопасности персонала.

Таблица 9- «Технические средства обеспечения пожарной безопасности» [3]

Первичные средства пожаротушения	Мобильные средства пожаротушения	Стационарные установки системы пожаротушения	Средства пожарной автоматики	Пожарное оборудование	Средства индивидуальной защиты и спасения	Пожарный инструмент (механизированный)	Пожарные сигнализация, связь и оповещение
Песочные ящики	Нет необходимости	Нет необходимости	Нет необходимости	Огнетушители	План эвакуации	Огнетушители, лопаты, ведро	Кнопка оповещения

Таблица 10 - «Организационные (организационно-технические) мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» [3]

Наименование технологического процесса, используемого оборудования в составе технического объекта	Наименование видов, реализуемых организационных (организационно-технических) мероприятий	Предъявляемые нормативные требования по обеспечению пожарной безопасности, реализуемые эффекты
Участок для сборки и сварки (механизированная сварка самозащитной порошковой проволокой)	Инструктаж персонала	Необходимо иметь огнетушитель, песочные ящики, а также план эвакуации персонала

Для эффективной защиты работающего персонала разработаны организационные (организационно-технические) мероприятия (таблица 10).

### 3.5 Обеспечение экологической безопасности технического объекта

При ремонте магистрального нефтепровода кроме вредных и опасных производственных факторов, возникают вредные экологические факторы.

Таблица 11- «Идентификация негативных экологических факторов технического объекта» [3]

Наименование технического объекта, производственно- технологического процесса	Структурные составляющие технического объекта, производственно-технического процесса (производственного здания или сооружения по функциональному назначению, технологических операций, технического оборудования)	Негативное экологическое воздействие технического объекта на атмосферу (выбросы в воздушную окружающую среду)	Негативное экологическое воздействие технического объекта на гидросферу (образующие сточные воды, забор воды из источников водоснабжения)	Негативное экологическое воздействие технического объекта на литосферу (почву, растительный покров, недра, образовании отходов, выемка плодородного слоя почвы, отчуждение земель, нарушение и загрязнение растительного покрова и т.д)
Сборка и сварка	Разметка; Резка; Подготовка кромок; сборка; сварка; контроль качество	Задымление	-	Искры; брызги

Вредные экологические факторы для жизни людей. Факторы приведены на таблице 11.

Таблица 12- «Разработанные (дополнительные и/или альтернативные) организационно-технические мероприятия по снижению негативного антропогенного воздействия заданного технического объекта на окружающую среду» [3]

Наименование технического объекта	Сборка и сварка
Мероприятия по снижению негативного антропогенного воздействия на атмосферу	Оснащение вентиляционной системы
Мероприятия по снижению негативного антропогенного воздействия на гидросферу	-
Мероприятия по снижению негативного антропогенного воздействия на литосферу	Контейнер для сборки отходов

Дополнительные организационно-технические мероприятия приведены в таблице 12.

### **Заключение по разделу**

Таким образом, в выпускной квалификационной работе создан технологический паспорт ремонта магистрального нефтепровода БТС-2, для которого определены профессиональные риски: искры, брызги, излучения, травмы и т.д. Установлены источники опасных и вредных факторов.

Определены основные способы снижения профессиональных рисков. А также определены опасные пожарные факторы: искры, брызги.

Найдены технические средства обеспечения пожарной безопасности: песочные ящики, огнетушители.

Установлены опасные экологические факторы, возникающие во время ремонта нефтепровода.

Безопасность и экологичность технического объекта являются важными во время ремонта нефтепровода, поэтому необходимо соблюдать все стандарты и правила безопасности.

## 4 Оценка экономической эффективности выпускной квалификационной работы

### 4.1 Исходная информация для выполнения экономических расчётов

«Основные трассы магистральных трубопроводов проложены в районах сплошного распространения многолетнемерзлых пород»[19].

«Строительство магистрального трубопровода, как и всякое техногенное вмешательство в природные экосистемы, может оказывать негативное воздействие на окружающую среду» [18].

Таблица 13 – «Исходные данные для оценки экономической эффективности предлагаемых изменений операций технологического процесса» [9]

Наименование экономического показателя	Условное обозначение в расчетах	Единица измерения	Значение параметра экономической характеристики	
			Базовая технология	Проектная технология
Число рабочих смен в сутках	$K_{см}$	-	1	1
Разряд работников	$P_p$	-	V	V
Часовая тарифная ставка	$C_ч$	руб/час	625	625
Коэффициент выполнения нормы	$K_{вн}$	-	1	1
Коэффициент доплат	$K_{доп}$	%	11	11
Коэффициент отчислений на дополнительную ЗП	$K_d$	-	1	1
Коэффициент отчислений на социальные нужды	$K_{сн}$	%	30	30
Норма амортизации оборудования	$Н_а$	%	21,5	21,5



Продолжение таблицы 13

Наименование экономического показателя	Условное обозначение в расчетах	Единица измерения	Значение параметра экономической характеристики	
			Базовая технология	Проектная технология
Норма амортизации площади	На.пл.	%	-	-
Площадь под оборудование	S	м <sup>2</sup>	-	-
Цена производственных площадей	Цпл	руб/м <sup>2</sup>	0	0
Стоимость эксплуатации площадей	Сзксп	(руб/м <sup>2</sup> )/год	0	0
Коэффициент транспортно-заготовительных расходов	Кт -з	%	5	5
Коэффициент затрат на монтаж и демонтаж оборудования	Кмонт Кдем	%	0	0
Стоимость оборудования	Цоб	руб.	160000	197550
Коэффициент дополнительной производственной площади	Кпл	-	-	-
Мощность оборудования	Муст	кВт	10	10
Стоимость электрической энергии	Цэ-э	руб/ кВт	5,26	5,26
Коэффициент полезного действия	КПД	-	0,75	0,85
Коэффициент эффективности капитальных вложений	Ен	-	0,33	0,33
Коэффициент цеховых расходов	Кцех	-	1,72	1,72
Коэффициент заводских расходов	Кзав	-	1,97	1,97

Обычно магистральные нефтепроводы ремонтируют с помощью ручной дуговой сварки покрытым электродом. В данном случае вместо ручной

дуговой сварки с покрытым электродом была использована механизированная сварка с самозащитной порошковой проволокой. Исходя из этого, было проведено сравнение экономической выгоды.

## 4.2 Расчёт фонда времени работы оборудования

«Размер временного резерва, в течение которого происходит работа сварочного оборудования, задействованного в технологическом процессе, по основным и конструктивным возможностям можно определить по формуле» [9]:

$$F_{\text{н}} = (D_{\text{р}} \cdot T_{\text{см}} - D_{\text{п}} \cdot T_{\text{п}}) \cdot K_{\text{см}}. \quad (1)$$

«где  $T_{\text{см}}$  – продолжительность рабочей смены в часах» [9];

$D_{\text{р}}$  – общее число рабочих дней в календарном году ;

« $D_{\text{п}}$  – планируемое количество предпраздничных дней в календарном году» [9];

« $T_{\text{п}}$  – планируемое сокращение длительности рабочей смены в часах в предпраздничный день» [9];

$K_{\text{см}}$  – количество рабочих смен.

Значения параметров и коэффициентов:

$D_{\text{р}} = 247$  дней,  $T_{\text{см}} = 8$  часов,  $D_{\text{п}} = 7$  дней,  $T_{\text{п}} = 1$  час  $K_{\text{см}} = 1$ .

«После подстановки в формулу (1) численных значений соответствующих переменных, получим» [9]:

$$F_{\text{н}} = (247 \cdot 8 - 7 \cdot 1) \cdot 1 = 1969 \text{ ч.}$$

«Расчет эффективного фонда наработки сварочного оборудования, участвующего в выполнении операций технологического процесса по основным и конструктивным возможностям, можно определить по формуле» [9]:

$$F_{\text{э}} = F_{\text{н}}(1 - B/100). \quad (2)$$

«Где  $B$  – процент планируемых потерь рабочего времени» [9].

Значения параметров и коэффициентов:

$F_{\text{н}} = 1969$  ч,  $B = 7\%$ .

«После подстановки в формулу (2) численных значений соответствующих переменных, получим» [9]:

$$F_3 = 1969 \cdot (1 - 7/100) = 1831 \text{ ч.}$$

### 4.3 Расчёт штучного времени

«Общее время на выполнение сварочной операции технологического процесса по базовому и проектному вариантам выполним с использованием формулы» [9]:

$$t_{\text{шт}} = t_{\text{осн}} + t_{\text{всп}} + t_{\text{обсл}} + t_{\text{отл}} + t_{\text{п-з}}. \quad (3)$$

«где  $t_{\text{шт}}$  – штучное время – объём времени в часах, которое будет затрачено работниками на выполнение всех операций технологического процесса по базовому и проектному вариантам» [9];

« $t_{\text{осн}}$  – основное время - количество времени в часах, которое сотрудники затрачивают на выполнение основной операции технологического процесса в соответствии с основными и проектными возможностями. Определяется по формуле» [9]:

$$t_{\text{шт}} = L_{\text{шв}} / V_{\text{св}} \quad (4)$$

где  $L_{\text{шв}}$  - сумма длин всех швов, м  $\sum L_{\text{шв}} = 16,75$  м;

$V_{\text{св}}$  — скорость сварки (базовый вариант), м/ч,  $V_{\text{св}} = 5$  м/ч.

$V_{\text{св}}$ - скорость сварки (проектируемый вариант), м/ч,  $V_{\text{св}} = 14$  м/ч;

Определяем основное время по формуле (4) для обоих вариантов:

$$t_{\text{оснбаз}} = 16,75/5 = 3,35 \text{ ч.}$$

$$t_{\text{оснпроект}} = 16,75/14 = 1,20 \text{ ч.}$$

« $t_{\text{всп}}$  – вспомогательное время - количество времени в часах, которое сотрудники будут затрачивать на выполнение подготовительных операций технологического процесса в соответствии с основными и проектными возможностями, определяется в процентах от машинного времени:  $t_{\text{всп}} = 10\%$  от  $t_{\text{осн}}$ » [9];

« $t_{\text{обсл}}$  – наработка - количество времени в часах, которое будет определять обслуживающий персонал, текущий и мелкий ремонт

технологического оборудования, задействованного при выполнении операций технологического процесса по базовому и конструктивному вариантам, определяется в процентах от машинного времени:  $t_{\text{ОБСЛ}} = 5\%$  от  $t_{\text{ОСН}}$ » [9];

« $t_{\text{ОТЛ}}$  – время личный досуг - объем-время в часах, которое будет затрачено работником на обеспечение личных потребностей в отпуске при выполнении операций технологического процесса по базовому и проектному вариантам, определяется в процентах от машинного времени:  $t_{\text{ОТЛ}} = 5\%$  от  $t_{\text{ОСН}}$ » [9];

« $t_{\text{П-З}}$  – время подготовки-финальное - количество времени в часах, которое будет определено сотрудником для выполнения подготовки - окончательная операция технологического процесса по базовому и конструктивному вариантам, определяется в процентах от машинного времени:  $t_{\text{П-З}} = 1\%$  от  $t_{\text{ОСН}}$ .» [9].

«После подстановки в формулу (3) численных значений соответствующих переменных, получим» [9]:

$$t_{\text{шт.баз}} = 3,35 \cdot (100\% + 10\% + 5\% + 5\% + 1\%) = 4,05 \text{ ч.}$$

$$t_{\text{шт.проектн.}} = 1,20 \cdot (100\% + 10\% + 5\% + 5\% + 1\%) = 1,45 \text{ ч.}$$

«Расчет годовой программы сварочных работ по рассматриваемому технологическому процессу по основному и конструктивному вариантам возможен по формуле» [9]:

$$П_{\text{Г}} = F_{\text{э}} / t_{\text{шт.}} \quad (5)$$

«где  $F_{\text{э}}$  – объём в часах эффективного фонда времени работы оборудования, задействованного выполнения операций технологического процесса по базовому и проектному вариантам» [9];

« $t_{\text{шт}}$  – штучное время в часах, которое затрачивает работник на одно изделие по базовому и проектному вариантам технологии» [9];

«После подстановки в формулу (5) численных значений соответствующих переменных, получим» [9]:

$$П_{\text{Г.баз.}} = 1831 / 4,05 = 452 \text{ сварных стыков трубопровода за год ;}$$

$$П_{\text{Г.проектн.}} = 1831 / 1,45 = 1263 \text{ сварных стыков трубопровода за год.}$$

«Дальнейшие расчеты проведем для определения экономической эффективности предлагаемых решений на основе годовой программы  $\Pi_{\Gamma} = 500$  сварных стыков трубопровода в год» [9].

«Необходимое количество сварочного оборудования, которое будет использовано при выполнении операций технологического процесса согласно основным и конструктивным возможностям, рассчитывается по формуле» [9]:

$$n_{\text{расч}} = t_{\text{шт}} \cdot \Pi_{\Gamma} / (F_{\text{э}} \cdot K_{\text{вн}}). \quad (6)$$

где « $\Pi_{\Gamma}$  – годовая программа – принятое ранее количество изделий, которые необходимо сварить за один календарный год при выполнении операций технологического процесса по базовому и проектному вариантам» [9];

« $t_{\text{шт}}$  – штучное время - количество времени в часах, которое будет затрачено сотрудниками на выполнение всех операций технологического процесса согласно базовым и проектным возможностям» [9];

« $F_{\text{э}}$  – объём в часах эффективного фонда времени работы оборудования, задействованного выполнения операций технологического процесса по базовому и проектному вариантам» [9];

« $K_{\text{вн}}$  – принятое значение коэффициента, определяющего временные затраты на выполнение нормы, (для базового и проектного варианта технологий принимаем  $K_{\text{вн}} = 1,03$ )» [9].

«После подстановки в формулу (6) численных значений соответствующих переменных, получим» [9]:

$$n_{\text{расч. б.}} = 4,05 \cdot 500 / (1831 \cdot 1,03) = 1,07;$$

$$n_{\text{расч. пр.}} = 1,45 \cdot 500 / (1831 \cdot 1,03) = 0,38.$$

«Исходя из расчета по определению эффективного функционального рабочего времени на единицу оборудования, времени, которое будет затрачено рабочими на выполнение всей работы технологического процесса, основных возможностей и возможностей в проекте, можно сделать вывод о необходимом количестве и сварочное оборудование. Для реализации ключевой технологии необходимо использовать штучное производственное

оборудование. Для реализации технологии проекта необходимо использовать единое производственное оборудование» [9].

«Расчёт коэффициента загрузки оборудования выполним согласно формуле» [9]:

$$K_3 = n_{\text{расч}}/n_{\text{пр}}. \quad (7)$$

«Где  $n_{\text{расч}}$  – полученное согласно (6) количество технологического оборудования, задействованного для выполнения операций технологического процесса по базовому и проектному вариантам» [9];

« $n_{\text{пр}}$  – принятое количество технологического оборудования, задействованного для выполнения операций технологического процесса по базовому и проектному вариантам» [9].

«После подстановки в формулу (7) численных значений соответствующих переменных, получим» [9]:

$$K_{3б} = 1,07/1 = 1,07;$$

$$K_{3п} = 0,38/1 = 0,38.$$

#### **4.4 Расчёт заводской себестоимости вариантов технологии**

«Сварочные изделия являются подходящими сварочными материалами. Базовая технология сварки предполагает использование ручной дуговой сварки покрытым электродом. Технология проекта предусматривает использование механизированной сварки в защитных газах проволокой сплошного сечения. Стоимость сварочных материалов, которые будут использоваться при выполнении операций, исходя из технологического процесса и возможностей проекта, рассчитывается по формуле» [9]:

$$M = C_M + K_{Т-З}, \quad (8)$$

«где  $C_M$  – «цена, определённая для сварочного материала по каталогам предприятий, которые представлены в сети ИНТЕРНЕТ» [9].

« $K_{Т-З}$  – принятое значение коэффициента, задающего процент от стоимости оборудования на транспортно-заготовительные расходы» [9].

«После подстановки в формулу (8) численных значений

соответствующих переменных, получим» [9]:

$$M_{\text{баз.}} = 580 + 7,1 = 587,1 \text{ рублей}$$

$$M_{\text{проектн.}} = 2550 + 5 = 2555 \text{ рублей}$$

«Объем фонда заработной платы (ФЗП) определяется суммой основной заработной платы  $Z_{\text{осн}}$  и дополнительной заработной платы  $Z_{\text{доп.}}$ » [9].

«Объем  $Z_{\text{осн}}$  основной заработной платы определим расчётным путём с использованием формулы» [9]:

$$Z_{\text{осн}} = t_{\text{шт}} \cdot C_{\text{ч}} \cdot K_{\text{д.}} \quad (9)$$

«где  $C_{\text{ч}}$  – утверждённая часовая тарифная ставка работника» [10];

« $K_{\text{д}}$  – принятое значение коэффициента, определяющего процент на формирование доплат к основной заработной плат» [9].

«После подстановки в формулу (9) численных значений соответствующих переменных, получим» [9]:

$$Z_{\text{осн.баз.}} = 4,05 \cdot 625 \cdot 1 = 2531,25 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{осн.проектн.}} = 1,45 \cdot 625 \cdot 1 = 906,25 \text{ руб.}$$

«Объем  $Z_{\text{доп}}$  дополнительной заработной платы определим расчётным путём с использованием формулы» [9]:

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} \cdot K_{\text{доп}} / 100. \quad (10)$$

«где  $K_{\text{доп}}$  – принятое значение коэффициента, определяющего процент на формирование дополнительной заработной платы» [9].

«После подстановки в формулу (10) численных значений соответствующих переменных, получим» [9]:

$$Z_{\text{доп.базов.}} = 2531,25 \cdot 11/100 = 278,44 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{доп.проектн.}} = 906,25 \cdot 11/100 = 99,69 \text{ руб.};$$

$$\text{ФЗП}_{\text{базов.}} = 2531,25 + 278,44 = 2809,69 \text{ руб.};$$

$$\text{ФЗП}_{\text{проектн.}} = 906,25 + 99,69 = 1005,94 \text{ руб.}$$

Объем  $O_{\text{сн}}$  отчислений на страховые взносы определим расчётным путём с использованием формулы:

$$O_{\text{сн}} = \text{ФЗП} \cdot K_{\text{сн}}/100. \quad (11)$$

«где  $K_{\text{сн}}$  – принятое значение коэффициента, определяющего процент

от заработной платы на страховые взносы» [9].

«После подстановки в формулу (11) численных значений соответствующих переменных, имеем» [9]:

$$O_{\text{сн баз.}} = 2809,69 \cdot 30 / 100 = 842,91 \text{ руб.}$$

$$O_{\text{сн проектн.}} = 1005,94 \cdot 30 / 100 = 301,78 \text{ руб.}$$

«Объём  $Z_{\text{об}}$  финансовых затрат на содержание и эксплуатацию технологического оборудования определим расчётным путём с использованием формулы» [9]:

$$Z_{\text{об}} = A_{\text{об}} + P_{\text{э.э.}} \quad (12)$$

«где  $A_{\text{об}}$  – финансовые потери от амортизации технологического оборудования, задействованного при выполнении операций технологического процесса по базовому и проектному вариантам» [9];

« $P_{\text{э.э.}}$  – финансовые затраты на электрическую энергию при выполнении операций технологического процесса по базовому и проектному вариантам» [9].

«Финансовые потери от износа оборудования, задействованного при выполнении операций технологического процесса по базовому и проектному вариантам» [9]:

$$A_{\text{об}} = C_{\text{об}} \cdot N_{\text{а}} \cdot t_{\text{маш}} / F_{\text{э}} \cdot 100. \quad (13)$$

«Где  $C_{\text{об}}$  – цена оборудования, задействованного в операциях технологического процесса, по основным и конструктивным возможностям, определяемая по каталогам компаний в сети Интернет» [9];

« $N_{\text{а}}$  – принятое значение коэффициента, задающего процент от стоимости технологического оборудования на его амортизацию» [9];

« $t_{\text{маш}}$  – машинное время - количество времени в часах, которое будет затрачено сотрудниками на выполнение основной операции» [9];

« $F_{\text{э}}$  – объём в часах эффективного фонда времени работы оборудования, задействованного выполнения операций технологического процесса по базовому и проектному вариантам» [9].

«После подстановки в формулу (13) численных значений



соответствующих переменных, имеем» [9]:

$$A_{\text{об. Баз.}} = 160000 \cdot 21,5 \cdot 0,33 / (1831 \cdot 100) = 6,20 \text{ руб.};$$

$$A_{\text{об. пр.}} = 197550 \cdot 21,5 \cdot 0,53 / (1831 \cdot 100) = 12,29 \text{ руб.}$$

«Стоимость электроэнергии при проведении операций технологического процесса по базовому и проектному вариантам определяется расчетным методом по формуле» [9]:

$$P_{\text{ээ}} = M_{\text{уст}} \cdot t_{\text{маш}} \cdot \text{Ц}_{\text{ээ}} / \text{КПД}. \quad (14)$$

«где  $M_{\text{уст}}$  – установленная мощность оборудования, задействованного при выполнении операций технологического процесса по базовому и проектному вариантам» [9];

« $\text{Ц}_{\text{ээ}}$  – принятое значение стоимости электрической энергии при работе оборудования для выполнения операций рассматриваемого технологического процесса» [9];

«КПД – принятое значение коэффициента полезного действия оборудования для выполнения операций рассматриваемого технологического процесса» [9].

После подстановки в формулу (14) численных значений соответствующих переменных, имеем:

$$P_{\text{ээ баз}} = 10 \cdot 0,33 \cdot 5,26 / 0,75 = 23,14 \text{ руб.};$$

$$P_{\text{ээ пр}} = 10 \cdot 0,53 \cdot 5,26 / 0,85 = 37,17 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{об баз.}} = 6,20 + 23,14 = 29,34 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{об проектн.}} = 12,32 + 37,17 = 49,47 \text{ руб.}$$

«Значение  $C_{\text{тех}}$  показателя технологической себестоимости определим расчётным путём с использованием формулы» [9]:

$$C_{\text{тех}} = M + \text{ФЗП} + \text{Осн} + \text{З}_{\text{об.}} \quad (15)$$

«После подстановки в формулу (15) численных значений соответствующих переменных, имеем» [9]:

$$C_{\text{ТЕХБаз.}} = 587,1 + 2809,69 + 842,91 + 29,34 = 4269,04 \text{ руб.};$$

$$C_{\text{ТЕХПроектн.}} = 2555 + 1005,94 + 301,78 + 49,47 = 3912,19 \text{ руб.}$$

«Значение  $C_{\text{цех}}$  показателя цеховой себестоимости определим расчётным

путём с использованием формулы» [9]:

$$C_{\text{цех}} = C_{\text{тех}} + Z_{\text{осн}} \cdot K_{\text{цех}}. \quad (16)$$

где « $K_{\text{ЦЕХ}}$  – принятое значение коэффициента, определяющего долю производственных затрат при выполнении операций технологического процесса по основным и проектным возможностям» [9].

«После подстановки в формулу (16) численных значений соответствующих переменных, имеем» [9]:

$$C_{\text{ЦЕХБаз.}} = 4269,04 + 1,5 \cdot 2531,25 = 4269,04 + 3796,88 = 8065,92 \text{ руб.};$$

$$C_{\text{ЦЕХПроектн.}} = 3912,19 + 1,5 \cdot 906,25 = 3912,19 + 1359,38 = 5271,57 \text{ руб.}$$

«Значение  $C_{\text{зав}}$  показателя заводской себестоимости определим расчётным путём с использованием формулы» [9]:

$$C_{\text{зав}} = C_{\text{цех}} + Z_{\text{осн}} \cdot K_{\text{зав}}. \quad (17)$$

«где  $K_{\text{ЗАВ}}$  – принятое значение коэффициента, определяющего долю заводских расходов при выполнении операций технологического процесса по базовому и проектному вариантам» [9].

После подстановки в формулу (17) численных значений соответствующих переменных, имеем:

$$C_{\text{ЗАВБаз.}} = 8065,92 + 1,15 \cdot 2531,25 = 8065,92 + 2910,94 = 10976,86 \text{ руб.};$$

$$C_{\text{ЗАВПроектн.}} = 5271,57 + 1,15 \cdot 906,25 = 5271,57 + 1042,19 = 6313,76 \text{ руб.}$$

Таблица 14 – «Калькуляция технологической, цеховой и заводской себестоимости сварки» [9]

ПОКАЗАТЕЛИ	Услов. обозн.	Калькуляция, руб	
		Базовый	Проектный
1. Материалы	М	587,1	2555
2. Фонд заработной платы	ФЗП	2809,69	1005,94
3. Отчисление на соц. нужды	Осн	842,91	301,78
4. Затраты на оборудование	Зоб	29,34	49,47
5. Себестоимость технологич.	Стехн.	4269,04	3912,19

#### Продолжение таблицы 14

6. Себестоимость цеховая	Сцех.	8065,92	5271,57
7. Себестоимость заводская	Сзав	10976,86	6313,76

«Калькуляцию технологической, цеховой и заводской себестоимости сварки при выполнении операций технологического процесса по базовому и проектному вариантам сведём в таблицу 14» [9].

#### **4.5 Оценка капитальных затрат по базовой и проектной технологиям**

«Значение  $K_{\text{общ}}$  капитальные затраты, которые потребуются для выполнения технологических операций над базовыми и проектными вариантами, определяются расчетным путем по формуле» [9]:

$$K_{\text{общ. б.}} = Ц_{\text{ОБ.Б.}} \cdot K_{\text{з.б.}} \quad (18)$$

где  $K_{\text{з}}$  – ранее полученное расчётное значения коэффициента загрузки оборудования;

« $Ц_{\text{ОБ.Б.}}$  – остаточная стоимость в рублях технологического оборудования на момент внедрения предлагаемых решений в производство, который определяется по сроку службы этого оборудования» [9];

« $n$  – приобретенное ранее количество единиц технологического оборудования, для выполнения технологических операций в базовом и конструктивном вариантах» [9].

«Величину  $Ц_{\text{ОБ.Б.}}$  остаточная стоимость технологического оборудования на момент внедрения предлагаемых решений в производство определяется расчетным методом по формуле» [9]:

$$Ц_{\text{об.б.}} = Ц_{\text{ПЕРВ.}} - (Ц_{\text{ПЕРВ.}} \cdot T_{\text{СЛ}} \cdot N_A / 100). \quad (19)$$

«где  $Ц_{\text{ПЕРВ.}}$  – рыночная стоимость оборудования, которое необходимо для выполнения операций рассматриваемого технологического процесса» [9];

« $T_{\text{СЛ}}$  – количество лет, в течение которых рассматриваемое

оборудование было использовано в технологическом процессе по базовому варианту» [9];

« $N_A$  – принятое значение коэффициента, задающего процент от стоимости технологического оборудования на его амортизацию» [9].

«После подстановки в формулу (18) и (19) численных значений соответствующих переменных, имеем» [9]:

$$Ц_{\text{Об.Баз.}} = 160000 - (160000 \cdot 3 \cdot 21,5/100) = 56800 \text{ руб.};$$

$$K_{\text{Общ.Баз.}} = 56800 \cdot 0,96 = 54528 \text{ руб.}$$

«Величину  $K_{\text{Общ.Пр}}$  суммарные капитальные затраты на выполнение операций технологического процесса в технологии проекта определяем расчетным способом по формуле» [9]:

$$K_{\text{Общ. пр.}} = K_{\text{Об. пр.}} + K_{\text{Пл. пр.}} + K_{\text{Соп.}} \quad (20)$$

где « $K_{\text{Об.Пр}}$  – оценочная сумма капитальных вложений в оборудование, используемое для выполнения технологических операций в технологии проекта» [9];

« $K_{\text{Пл.Пр}}$  – предполагаемый объем капитальных вложений в производственные мощности, которые используются для выполнения технологических операций по технологии проекта» [9];

« $K_{\text{Соп.Пр}}$  – расчётный объём сопутствующих капитальных вложений при выполнении операций технологического процесса по проектной технологии» [9];

«Объём  $K_{\text{Об.Пр}}$  капитальных вложений в оборудование, задействованное для выполнения операций технологического процесса по проектной технологии определим расчётным путём с использованием формулы» [9];

$$K_{\text{Об.пр.}} = Ц_{\text{Об. пр.}} \cdot K_{\text{Тз}} \cdot K_{\text{Зп.}} \quad (21)$$

«После подстановки в формулу (21) численных значений соответствующих переменных, имеем» [9]:

$$Ц_{\text{Об.пр.}} = 197550 \cdot 1,05 \cdot 0,40 = 82971 \text{ руб.}$$

«Объём  $K_{\text{Соп}}$  сопутствующих капитальных вложений при выполнении операций технологического процесса в технологии проекта определяется

расчетным методом по формуле» [9]:

$$K_{\text{соп}} = K_{\text{дем}} + K_{\text{монт}}. \quad (22)$$

«где  $K_{\text{дем}}$  – размер затрат на демонтаж оборудования для реализации базовой технологии» [9];

« $K_{\text{монт}}$  – величина коэффициента, определяющего долю расходов на монтаж оборудования» [9].

«Затраты  $K_{\text{дем}}$  на демонтаж оборудования, которое используется для выполнения операций технологического процесса на базовом исполнении, определяются расчетным способом по формуле» [9]:

$$K_{\text{дем}} = \text{ЦБ} \cdot K_{\text{дем}}. \quad (23)$$

где « $K_{\text{дем}}$  – принятое значение коэффициента, задающего процент от стоимости оборудования на его демонтаж» [9].

«После подстановки в формулу (23) численных значений соответствующих переменных, имеем» [9]:

$$K_{\text{дем}} = 160000 \cdot 0 = 0 \text{ рублей.}$$

«Стоимость  $K_{\text{мон}}$  на установку оборудования, задействованного при выполнении операций технологического процесса по проектному варианту, мы определяем расчетным способом по формуле» [9]:

$$K_{\text{монт}} = \text{Ц об. пр.} \cdot K_{\text{м}}. \quad (24)$$

где « $K_{\text{монт}}$  – принятое значение коэффициента, задающего процент от стоимости оборудования на его монтаж» [9].

«После замены числовых значений соответствующих переменных в формулах (5.22) и (5.24) имеем» [10]:

$$K_{\text{монт}} = 197550 \cdot 0 = 0 \text{ руб.}$$

$$K_{\text{соп}} = 0 + 0 = 0 \text{ руб.}$$

$$K_{\text{общ.пр.}} = 82971 + 0 = 82971 \text{ руб.}$$

«Размер  $K_{\text{доп}}$  дополнительных капитальных вложений будет определяться расчетным способом по формуле» [9]:

$$K_{\text{доп}} = K_{\text{общ.пр.}} - K_{\text{общ.б.}}. \quad (25)$$

«После замены числовых значений соответствующих переменных в формуле (25) имеем» [9]:

$$K_{\text{доп}} = 82971 - 54528 = 28443 \text{ рублей.}$$

«Размер индивидуальных капитальных вложений будет определяться расчетным способом по формуле» [9]:

$$K_{\text{уд}} = K_{\text{общ}} / \Pi_{\Gamma} \quad (26)$$

где  $\Pi_{\Gamma}$  – принятое значение годовой программы.

$$K_{\text{удБаз}} = 54528/500 = 109,06 \text{ руб./ед.};$$

$$K_{\text{удПроектн}} = 82971/500 = 165,94 \text{ руб./ед.}$$

#### 4.6 Расчёт показателей экономической эффективности

«Сокращение трудозатрат при внедрении предложенных решений в производство определяется расчетным методом по формуле» [9]:

$$\Delta t_{\text{шт}} = (t_{\text{шт б}} - t_{\text{шт пр}}) \cdot 100 \% / t_{\text{шт б}} \quad (27)$$

«После замены в формуле (27) числовых значений соответствующих переменных имеем» [9]:

$$\Delta t_{\text{шт}} = (4,05 - 1,45) \cdot 100 \% / 4,05 = 64,20 \%$$

«Снижение технологической себестоимости  $\Delta C_{\text{тех}}$ , которое получается при реализации проектного технологического процесса, вычисляется по ранее определённым технологической себестоимости базового и проектного вариантов:» [9].

$$\Delta C_{\text{тех}} = (C_{\text{тех.б.}} - C_{\text{тех.пр.}}) \cdot 100 / C_{\text{тех.б.}} \quad (28)$$

«После подстановки в формулу (29) численных значений соответствующих переменных, имеем» [9]:

$$\Delta C_{\text{тех}} = (4269,04 - 3912,19) \cdot 100 / 4269,04 = 9 \%$$

«Условная годовая экономия затрат (ожидаемая прибыль) при внедрении предложенного решения в производство будет определяться расчетным способом по формуле» [9]:

$$\text{Пр}_{\text{ож.}} = \text{Э}_{\text{у.г.}} = (C_{\text{зав}}^{\text{б}} - C_{\text{зав}}^{\text{пр}}) \cdot \Pi_{\Gamma} \quad (29)$$

«После замены в формуле (30) числовых значений соответствующих

переменных имеем:» [9].

$$\text{Э}_{у.г.} = (10976,86 - 6313,76) \cdot 500 = 2331550 \text{ руб.}$$

«Срок окупаемости дополнительных капитальных вложений при внедрении предлагаемых решений в производство определяется расчетным путем по формуле» [9]:

$$\text{Ток} = \text{Кдоп} / \text{Э}_{у.г.} \quad (30)$$

«После замены числовых значений соответствующих переменных в формуле (31) имеем:» [9]

$$\text{Ток} = 28443 / 2331550 = 0,012 \text{ года}$$

«Годовой экономический эффект Эг на участке при внедрении предлагаемых решений в производство определяется расчетным путем по формуле» [9]:

$$\text{Эг} = \text{Э}_{уг} - \text{Ен} \cdot \text{Кдоп.} \quad (31)$$

«После подстановки в формулу (32) числовых значений соответствующих переменных, имеем:» [9]

$$\text{Эг} = 2331550 - 0,33 \cdot 28443 = 2322164 \text{ руб.}$$

#### **4.7 Заключение по разделу**

Экономические расчеты показывают, что механизированная сварка самозащитной порошковой проволокой является более производительным и экономически выгодным способом сварки, особенно для крупных производств. Этот подход в процессе работы позволяет снизить технологические издержки на 9%. В результате внедрения новых решений возможно получить ежегодную экономию в размере около 2,32 миллиона рублей. Кроме того, вложения в проект окупятся всего за 0,012 года.

## Заключение

Трубопроводный транспорт России выполняет важную роль в энергетической инфраструктуре страны, обеспечивая транспортировку нефти на большие расстояния от мест добычи к местам потребления. Нефтепровод БТС-2 пролегает по длинному маршруту и эксплуатируется длительное время. С течением времени магистральные трубопроводы подвержены износу и старению, поэтому требуется их ремонтировать.

В начале работы была поставлена цель увеличения производительности подготовительных и ремонтных работ при обнаружении дефектов.

В выпускной квалификационной работе проведен анализ 4 способов сварки, а также изучены их недостатки и преимущества. После проведенного анализа выбран наиболее подходящий способ сварки - механизированная сварка самозащитной порошковой проволокой в комплекте с аппаратам Lincoln Electric INVERTEC STT II и механизмам подачи проволоки XG-90LN. Этот способ сварки обладает самой высокой производительностью.

Для ремонта дефектного участка нефтепровода БТС-2 диаметром 1067 мм и толщиной стенки 12 мм были выбраны необходимые инструменты. Разработан подготовительный технологический процесс и спроектирован технологический процесс сварки. Каждый технологический процесс подробно описан.

Установлены вредные и опасные факторы, возникающие во время ремонта нефтепровода, а также разработаны способы их защиты. После проведения экономических расчетов было установлено, что проектный вариант более выгоден, чем базовый вариант.

Таким образом, выбранный способ сварки обеспечивает высокую производительность, качество шва и экономическую выгоду.



## Список используемых источников

1. Быковский О. Г. Справочник сварщика : справочник / О. Г. Быковский, В. Р. Петренко В. В. Пешков. — Москва: Машиностроение, 2011. — 336 с.
2. Бурый Г. Г. Материаловедение. Технология конструкционных материалов : учебно-методическое пособие / Г. Г. Бурый. — Омск : СибАДИ, 2019. — 222 с.
3. Горина, Л. Н. Промышленная безопасность и производственный контроль : учебно-методическое пособие / Л. Н. Горина, Т. Ю. Фрезе. — Тольятти : ТГУ, 2013. — 154 с.
4. ГОСТ Р 58361–2019 Магистральный трубопроводный транспорт Нефти и нефтепродуктов. Оборудование сварочное. Общие технические условия.
5. Гумеров А.Г., Ямалеев К.М., Гумеров Р.С. Дефектность труб нефтепроводов и методы их ремонта. М. : Недра-Бизнесцентр, 1998. 253 с.
6. Иванкин А.В., Макаров Г.И. Нефтепровод «Восточная Сибирь –Тихий океан» (ВСТО) – уникальный объект трубопроводного транспорта нефти // Территория Нефтегаз. -2007. - №5. - С. 52-56.
7. Калайдов А.В., Хорчоева Н.Г. Анализ статистики и прогнозирование аварий на магистральных нефтепроводах // Технология техносферной безопасности, 2017. - №4. - С.49-53.
8. Козулин М.Г. Технология изготовления сварных конструкций. Учеб метод. пособие к курсовому проектированию. - Тольятти: ТГУ 2008.-77 с.
9. Краснопевцева И.В Методическое пособие по выполнению экономической части дипломного проекта [Текст] / И.В.Краснопевцева – Тольятти, 2015, – С.21.
10. Маковецкая О.К. Состояние и тенденции развития мирового рынка основных конструкционных материалов и сварочной техники // Автоматическая сварка. 2015. - №10. - С.54-61.
11. Молодцов Г.И. Разработка взрывных технологий для обслуживания

и ремонта трубопроводов : диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук.- Уфа: Институт проблем транспорта энергоресурсов. 2001.

12. Нестеров Г. В., Головин С. В., Егоров В. А., Гладышева О. А. Трубы для строительства нефтепровода «БТС-2». Технические требования // Территория Нефтегаз. 2007. №10. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/truby-dlya-stroitelstva-nefteprovoda-bts-2-tehnicheskie-trebovaniya> (дата обращения: 05.12.2023).

13. Пылаев, А. Н. Технология и оборудование сварочного производства в газовом хозяйстве: справочник газовика : справочник / А. Н. Пылаев ; под редакцией А. П. Кореца. — Минск : ГИПК «ГАЗ-ИНСТИТУТ, 2018. — 244 с.

14. РД 153–39.4–130–2002 Регламент по вырезке и врезке "катушек" соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов. -М. : Издательство «Транснефть» 2002.-180

15. РД 25.160 00 КТН 037-14 с изм Сварка при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов. - М. : Издательство «Транснефть» 2014.-190.

16. РД 34 15.132–96 Сварка и контроль качества сварных сооружений металлоконструкций зданий при сооружении промышленных объектов. - М. : Издательство «Оргэнергострой» 2001.-118.

17. Сварка нефтегазовых сооружений : учебное пособие / В.А. Щекин, Д.В. Рогозин. – Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 176 с.

18. Федосеева Е.М. Повышение качества сварных соединений сталей трубного назначения для обеспечения эксплуатационной безопасности магистральных трубопроводов: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Пермь: Пермский государственный технический университет, 2017.

19. Филатова А.Г., Кочетов В.И., Велиюлин И.И., Хасанов Р.Р. Восстановление работоспособности дефектных труб с помощью упрочняющих конструкций// Территория «Нефтегаз». 2018. -№ 2. -С.68-72.

20. Харина И.Л., Гутанова А.Л., Морозова Т.В. Стойкость против сероводородного коррозионного растрескивания низколегированной стали высокой частоты для трубопроводов сероводород содержащих сред // Будущее машиностроения России: Третья Всероссийская конференция молодых ученых и специалистов. М. :МГТУ им. Н.Э. Баумана. 2010.

21.Entrekin S., Evans-White M., Johnson B. Hagenbuch E., Rapid expansion of natural gas development poses a threat to surface waters. Front Ecol Environ. 2011;9(9): 503-511.

22.Wei Wang. An open frozen-heave test on the pipeline foundation soils in The permafrost region// Natural Gas Industry B. -2018-№ 1-P.219-225. DOI: 10/1016/j.ngib.2018.04.009.

23.Dixon K. Shielding gas selection for GMAW of steels // Welding and Metal Fabrication. 1999. No 5 P. 269-276.

24.Girth Weld Defects in Mechanized GMA Field-Welded Pipelines //Welding Journal. 1991 No 5 P. 59-62.

25. Lucas W. Choosing a shielding gas. Pt 2 // Welding and Metal Fabrication. 1992.№6. P. 269-276.