

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)

«Оборудование и технология сварочного производства»
(направленность (профиль)/специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Методика контроля состояния длительно
эксплуатируемых магистральных газопроводов

Студент

Д.С. Дарин
(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

д.т.н., профессор В.В. Ельцов
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Консультанты

к.т.н., доцент Н.В. Зубкова
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

к.т.н., доцент А.Н. Москалюк
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Аннотация

Постоянный контроль состояния линейной части магистрального трубопровода является основой его безопасной эксплуатации. При этом методики контроля должны постоянно совершенствоваться, чтобы отвечать современным экологическим и технологическим требованиям

Цель выпускной квалификационной работы – повышение производительности и достоверности контроля состояния длительно эксплуатируемых магистральных газопроводов.

В ходе выполнения работы решены следующие задачи:

- выполнить анализ и обосновать выбор методики диагностики состояния магистрального трубопровода;
- повысить эффективность диагностики состояния магистрального трубопровода;
- выполнить экологическую оценку предлагаемых решений.
- оценить затраты на внедрение предлагаемых технологических решений и потенциальный экономический эффект при принятии в производство проектной технологии.

Годовой экономический эффект при внедрении проектной технологии составляет 5,66 млн. рублей.

Содержание

Введение	5
1 Современное состояние диагностики и ремонта длительно эксплуатируемых газопроводов	7
1.1 Сведения о состоянии и дефектах магистральных газопроводов.	7
1.2 Сведения о материале магистрального газопровода.	11
1.3 Базовый процесс контроля и исправления дефектов на магистральном газопроводе	13
1.4 Анализ научных работ по вопросу ремонтной сварки магистральных газопроводов	17
1.5 Формулировка задач выпускной квалификационной работы	19
2 Проектная технология сварки паропровода перегретого пара.	20
2.1 Обзор методов диагностики состояния магистральных трубопроводов.	20
2.2 Сущность метода дальнедействующего ультразвукового контроля состояния трубопровода.	22
2.3 Чувствительность предлагаемого метода.	25
2.4 Методика комплексного контроля трубопровода.	29
3 Безопасность и экологичность проектного технологического процесса	33
3.1 Технологическая характеристика объекта	33
3.2 Идентификация профессиональных рисков	34
3.3 Методы и средства снижения профессиональных рисков	36
3.4 Обеспечение пожарной безопасности	38
3.5 Обеспечение экологической	40
4 Оценка экономической эффективности проектной технологии.	42
4.1 Исходная информация для выполнения экономической оценки	

предлагаемых технических решений	42
4.2 Расчёт фонда времени работы оборудования	44
4.3 Расчет штучного времени	45
4.4 Заводская себестоимость базового и проектного вариантов технологии	47
4.5 Капитальные затраты по базовому и проектному вариантам технологии.	52
4.6 Показатели экономической эффективности.	54
Заключение	57
Список используемой литературы и используемых источников	58

Введение

Стабильное развитие современного общества требует неуклонного роста добычи энергоносителей - природного газа и нефти. Поставка энергоносителей на мировой рынок в этих условиях становится рычагом не только экономического, но и политического влияния. Самым эффективным энергоносителем является природный газ, поставки которого позволяют удовлетворить потребности домохозяйств и промышленности. Применение природного газа повышает эффективность передачи теплоты и позволяет использовать высокоэкономичные тепловые агрегаты, отвечающие последним требованиям экологических стандартов.

Магистральный газопровод – это ответственная металлическая конструкция, ошибки эксплуатации которой неминуемо приведут к повышению техногенных рисков. Безаварийная эксплуатация магистрального газопровода обеспечивается при условии правильно проведённых строительных работ, а также своевременным выполнением ремонтных работ.

Постоянный контроль состояния линейной части магистрального трубопровода является основой его безопасной эксплуатации. При этом методики контроля должны постоянно совершенствоваться, чтобы отвечать современным экологическим и технологическим требованиям [3], [12]. При контроле состояния длительно эксплуатируемых трубопроводов применяется большое число разнообразных методик: вихревые токи, магнитные поля, ультразвуковое исследование, рентгеновский контроль, оптические методы, мягкое и жёсткое радиоактивное излучение и т.д. [12].

Основной причиной аварий на трубопроводах можно считать развитие коррозионных дефектов на её линейной части. Поскольку большая часть трубопроводов построена 15 и более лет назад, произошло разрушение из изоляционного покрытия, что вызывает ускорение коррозионных процессов в теле трубы. В период с 1991 года по 1996 год аварии по причине

коррозионного растрескивания составляли 25 % от общего числа аварий на трубопроводе. В период с 1998 года по 2003 год доля таких аварий увеличилась до 30 %. Начиная с 2008 года доля аварий по причине коррозионного растрескивания неизменно повышается и сейчас составляет 50 % от общего числа аварий.

В процессе сварки происходит кратковременный нагрев металла до температур плавления и кипения, по причине неравномерности нагрева развиваются пластические деформации и остаточные напряжения. Сварные стыки в трубопроводе представляют собой концентратор напряжений, поэтому в зоне термического влияния наблюдается усиленное коррозионное растрескивание под напряжением [22].

Под действием остаточных растягивающих напряжений от выполнения сварных швов существенно снижается коррозионная стойкость трубопровода. Также остаточные растягивающие напряжения способствуют концентрации вредных примесей в металле, которые уменьшают сопротивление трубопровода знакопеременным нагрузкам [17], [18].

В начальный период эксплуатации трубопровода влияние сварных швов и дефектов в них на аварийность незначительна. В ходе продолжительной эксплуатации трубопровода в нём происходят процессы разрушения, игнорирование которых может привести к возникновению внештатных ситуаций. Это делает актуальным исследование в области повышения эффективности диагностики и оценки состояния длительно эксплуатируемых трубопроводов [14].

На основании вышеизложенного следует признать актуальной целью выпускной квалификационной работы – повышение производительности и достоверности контроля состояния длительно эксплуатируемых магистральных газопроводов.

1 Современное состояние диагностики и ремонта длительно эксплуатируемых газопроводов

1.1 Сведения о состоянии и дефектах магистральных газопроводов

Длительная эксплуатация газотранспортной системы Российской Федерации привела к тому, что доля магистральных газопроводов, возраст которых превышает 30 лет, составляет приблизительно 53 % [28]. При этом отдельные газопроводы имеют возраст 50...60 лет. Прочностной и ресурсный расчёты играют значительную роль при определении работоспособности трубопровода [19], [29], которые должны также основываться на исполнительной документации и результатах обследования. При этом оценка остаточного ресурса исследуемого участка трубопровода должна быть основана на анализе динамики роста обнаруживаемых дефектов во времени [29]. В процессе длительной эксплуатации газопровода происходит рост количества опасных дефектов.

«Следует выполнять ремонт линейных участков, в которых обнаружены закритические дефекты, утонение стенки на 30 % от исходной толщины, недопустимая овализация и вмятины с трещинами» [28]. Таблица 1 содержит сведения по результатам анализа статистики по дефектам длительно эксплуатируемых газопроводов. После 30-летней эксплуатации доля закритических дефектов достигает 40 %.

Таблица 1 – Сведения по динамике обнаруживаемых дефектов в магистральных газопроводах в зависимости от срока эксплуатации [28]

Срок эксплуатации газопровода, года	Глубина дефектов в % от толщины стенки трубы	Количество закритических дефектов, в % от общего числа
10	20...25	5
20	20...30	40
30	30...40	40

Оценка срока службы и методика продления ресурса газопроводов, приведённая на рисунке 1, предусматривает проведение значительного числа мероприятий. В течение амортизационного срока службы техническое обслуживание магистрального газопровода выполняется за счёт амортизационных отчислений, которые не облагаются налогом на прибыль. Амортизационный срок эксплуатации трубопровода составляет 33 года и не связан напрямую с его техническим состоянием.



Рисунок 1 – Сроки безопасной эксплуатации магистрального газопровода

После проведения мероприятий по продлению ресурса трубопровода начинается базовый (технически обоснованный) срок эксплуатации, который завершается через 40...45 лет после строительства трубопровода. Длительность этого периода определяется фактическим или прогнозируемым состоянием газопровода, техническими возможностями обслуживающих структур.

Далее следует начинается эксплуатация газопровода по его техническому состоянию, предусматривающий проведение комплексной оценки состояния газопровода. Этот этап эксплуатации трубопровода продолжается до 45...60 лет после его строительства.

После 55...60 лет газопровод вступает в завершающую стадию эксплуатации, происходит старение основного металла труб, накопление дефектов в сварных соединениях и линейной части. При этом существенно увеличиваются затраты на обеспечение безаварийной работы газопровода. Принятие решения о дальнейшей эксплуатации требует проведения комплексной оценки состояния трубопровода.

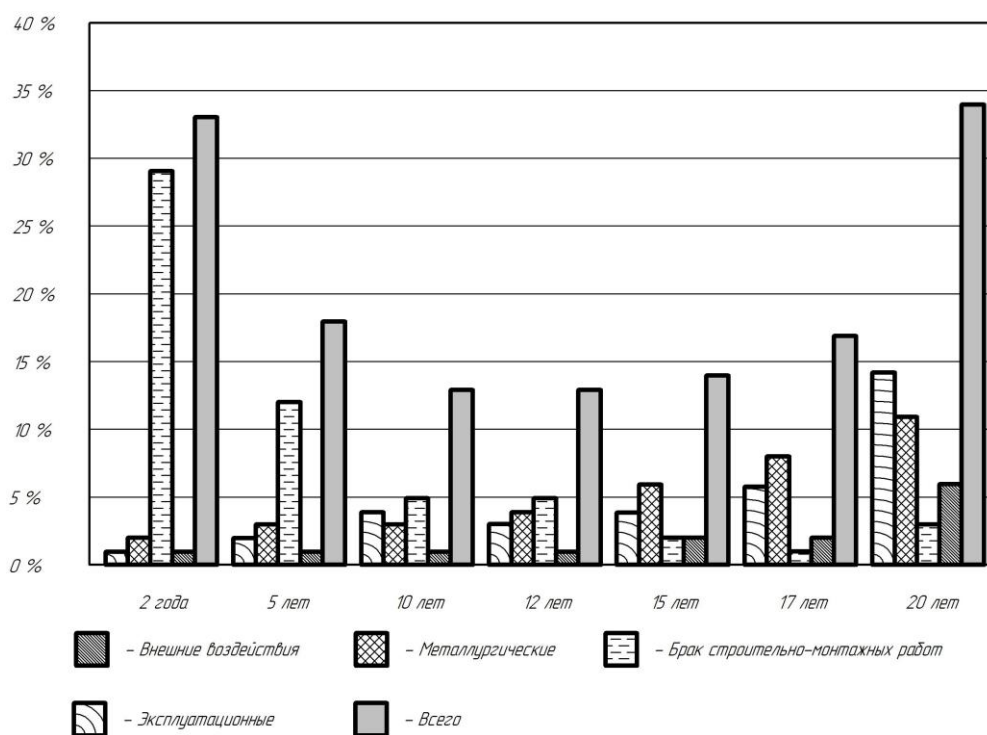


Рисунок 2 – Частота и причины отказов магистральных газопроводов

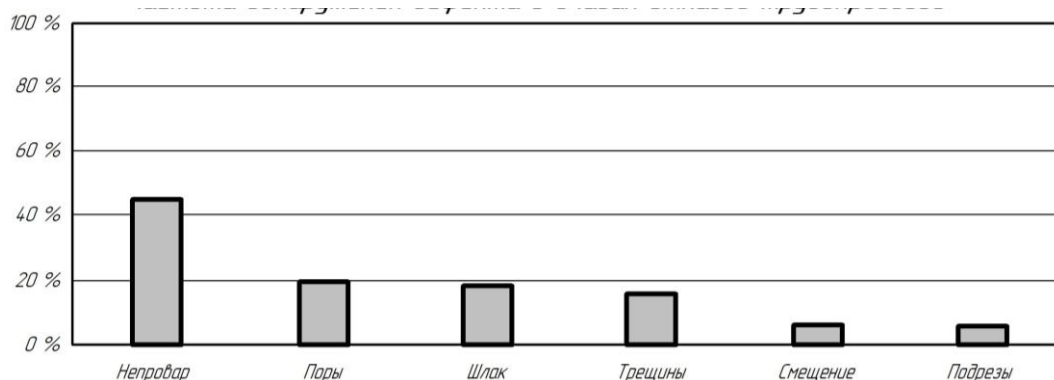


Рисунок 3 – Частота обнаружения дефекта в очагах отказа трубопроводов

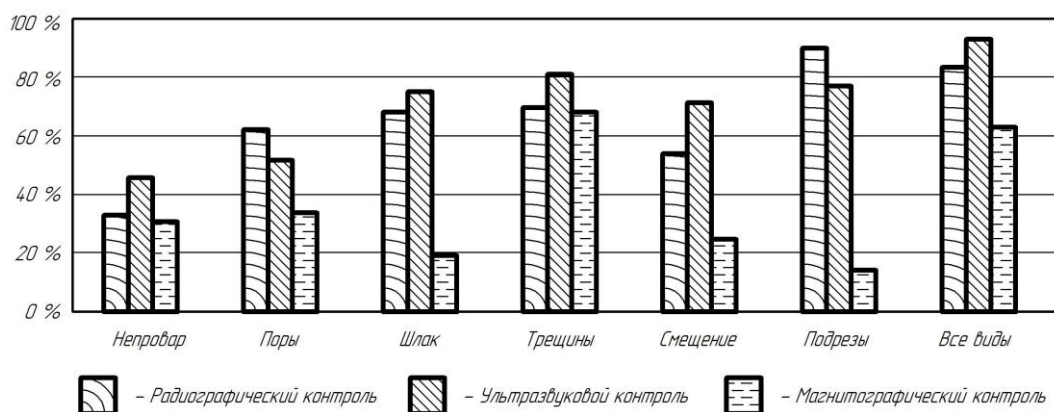


Рисунок 4 – Вероятность выявления дефекта при различных методах контроля

Практически на всех участках газопроводов обнаруживаются многочисленные дефекты коррозионного растрескивания. Своевременное обнаружение и устранение этих дефектов не позволяет сдержать рост количества вновь обнаруживаемых дефектов, проявляющих себя в процессе длительной эксплуатации. Поскольку выполнение сварных швов при строительстве трубопровода сопровождается неблагоприятными изменениями в металле сварных труб, количество обнаруживаемых во времени дефектов растёт в геометрической прогрессии.

Параллельно с дефектами коррозионного поражения труб в них обнаруживаются дефекты сварки, ранее не выявленные при контроле качества: непровар корня шва, смещение кромок, поры, шлаковые включения, трещины, подрезы, динамика которых показана на рисунке 3 и рисунке 4 [4], [5].

1.2 Сведения о материале магистрального газопровода

Трубы для изготовления магистрального газопровода выполнены из стали 17Г1С-У класса прочности К52 согласно ГОСТ 20295. Содержание химических элементов в стали 17Г1С показано в таблице 2.

Сталь 17Г1С применяется в металлических конструкциях, работа которых происходит при температурах от -40 до +475 °С. Эта сталь применяется для изготовления трубопроводов пара и горячей воды, рабочее давление которых не превышает 2,2 МПа, а расчётная температура не превышает 350 °С. Также эта сталь применяется при изготовлении фасонных элементов, тройников, линейных частей трубопроводов – прямошовных труб прочностью К52. Трубы из стали 17Г1С применяются для строительства магистральных газопроводов и нефтепроводов.

Таблица 2 – Содержание химических элементов в стали 17Г1С [8]

С	Si	Mn	Ni	S	P	Cr	N	Cu	As
0,15 - 0,2	0,4 - 0,6	1,15 - 1,6	до 0,3	до 0,04	до 0,035	до 0,3	до 0,008	до 0,3	до 0,08

Длительная эксплуатация металлических изделий, изготовленных с применением дугой сварки из стали 17Г1С приводит к возникновению очагов механического разрушения [25]. Это в основном относится к сварным соединениям, полученным с применением классической сварки стационарной дугой [20].

Исследования по измерению циклической прочности металла сварного шва из стали 17Г1С-У, а также структуры металла сварного шва и распределения микротвёрдости представлены в работе [25].

При сварке стали 17Г1С в сварном шве формируется ферритно-перлитная структура, показанная на рисунке 5. Применение импульсного режима сварки позволяет уменьшить размер зёрен в 1,3...1,8 раза. При этом импульсный режим позволяет обеспечить более дисперсную структуру

сварного шва. Структура зоны термического влияния при импульсной сварке также существенно отличается в лучшую сторону, как показано на рисунке 6.

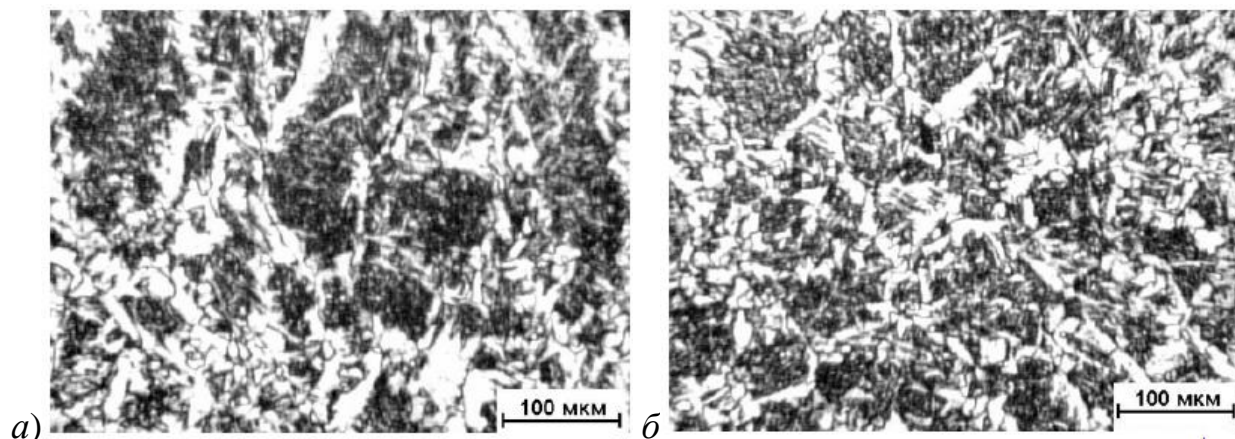


Рисунок 5 – Структура металла сварного шва стали 17Г1С-У при сварке стационарной дугой (а) и импульсной дугой (б)

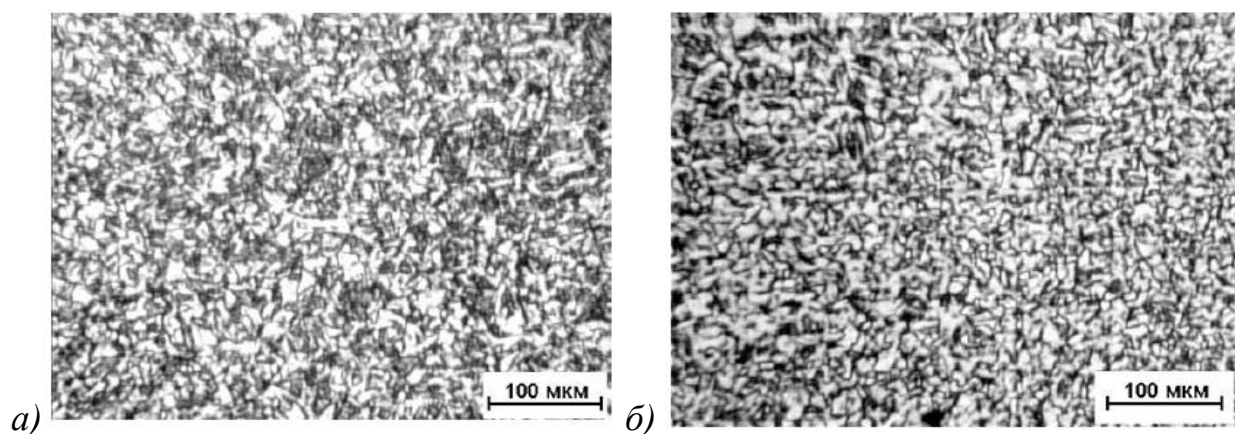


Рисунок 6 – Структура зоны термического влияния стали 17Г1С-У при сварке стационарной дугой (а) и импульсной дугой (б)

Таким образом, применение импульсных режимов сварки позволяет существенно улучшить структуру сварного шва при выполнении ответственных конструкций из стали 17Г1С.

1.3 Базовый процесс контроля и исправления дефектов на магистральном газопроводе

Технология исправления коррозионного дефекта предусматривает выполнение следующих операций:

- зачистка дефектного участка газопровода;
- предварительный подогрев места ремонтной сварки;
- заполнение выборки при помощи ручной дуговой сварки;
- механическая обработка заплавленной выборки;
- контроль качества ремонтной сварки.

Прокалку электродов выполняют в соответствии с указанными на упаковках режимами. После прокалки электродов их следует незамедлительно поместить в резервную печь, разогретую до 80...100 °С. Используемые при сварке электроды вынимаются из печи непосредственно перед сваркой. Если в течение смены не были использованы все электроды, то остаток электродов следует ещё раз прокалить. При этом общее количество прокалок электрода до его использования не должно превышать трёх, в противном случае электроды считаются непригодными для сварки.

Перед применением электродов следует проверить сохранность их упаковки. Также следует выполнить проверку внешнего вида покрытия электродов. Наплавочный слой выполняют электродами диаметром 2,5 или 3 мм. Облицовочный слой шва выполняют электродами диаметром 3 мм.

Первая операция – зачистка дефектного участка. При выполнении этой операции определяют положение исправляемого дефекта на трубе. Далее при помощи ветоши очищают повреждённое место, удаляя снег, пыль и другие загрязнения. С ремонтируемого участка удаляют рваные остатки полимерной ленты.

После очистки от грязи при помощи шлифовальной машинки срезают острые выступы, заусенцы и задиры, края поврежденного участка по всему

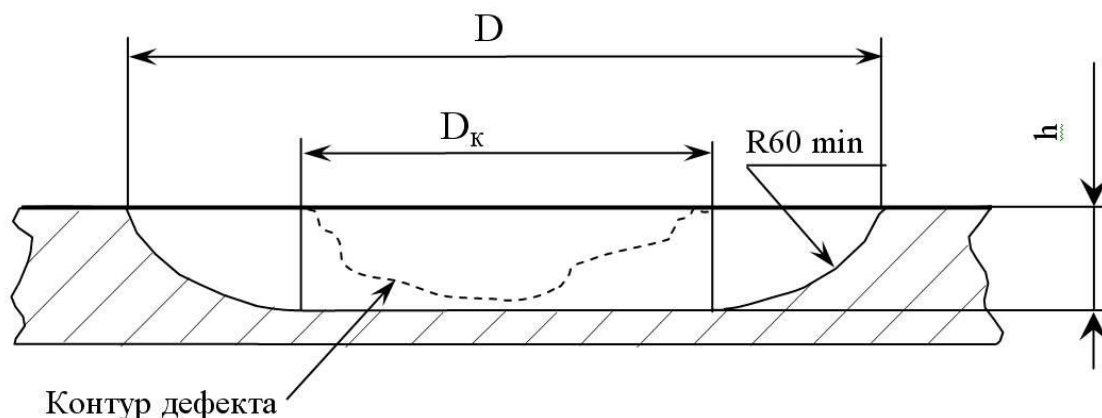
периметру закругляют. «Выборка металла должна иметь овальную форму и гладкое дно. Радиус перехода должен быть не менее 60 мм.

При зачистке дефектного места следует удалить продукты коррозии и слой металла на толщину не менее 1 мм. При разметке границ выборки необходимо применять гибкие шаблоны, имеющие овальную форму» [18].

После выборки дефектного места необходимо выполнить ультразвуковой контроль для выявления остаточной толщины стенки трубы, которая должна быть не менее 5 мм. Также при помощи капиллярного или ультразвукового метода следует выявить наличие недопустимых наружных и внутренних дефектов (трещины, расслоения).

Контроль остаточной толщины стенки трубы выполняется с использованием ультразвукового толщиномера А-1208. Выборку дефектного места выполняют при помощи радиальной шлифовальной машинки ИП-2014, как показано на рисунке 7.

Вторая операция – предварительный подогрев. «Температура предварительного подогрева составляет 100...130 °С. В качестве горючего газа используется пропан-бутановая смесь. Ширина зоны предварительного подогрева составляет 80 мм в каждую сторону от выборки. При помощи контактной термопары ТК-5, устанавливаемой на расстоянии 15 мм от выборки, контролируют температуру предварительного подогрева» [29].



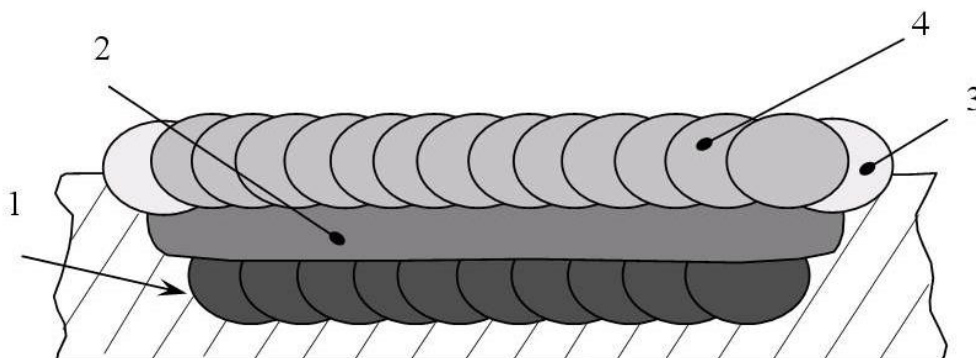
D_k – размер удаляемого дефекта, мм; D – размер выборки, мм; h – глубина выборки, мм

Рисунок 7 – Форма выборки под заварку коррозионных и механических повреждений на поверхности труб

Третья операция – заварка дефекта. Каждый слой шва выполняется стрингерными швами, т.е. путём наложения узких валиков. Заваренное дефектное место включает в себя в соответствии с рисунком 8: «первый слой (позиция 1), заполняющие слои (позиция 2), контурный шов (позиция 3), облицовочный слой (позиция 4). Общее количество слоёв, не считая контурного шва, должно быть не менее трёх» [29].

При выполнении первого слоя валики накладывают параллельно друг другу в поперечном направлении относительно трубы, как показано на рисунке 9, сварку ведут в направлении «на подъём». Также накладывают валики всех остальных нечётных слоёв шва. При выполнении второго слоя шва валики накладывают параллельно друг другу в направлении потока движения нефти.

Ширина валиков «не более 10 мм, перекрытие валиков не менее 3 мм. Кратер каждого шва необходимо тщательно заплавлять и выводить на шов с последующей зачисткой поверхности» [29].



1 – первый слой шва; 2 – заполняющие слои; 3 – контурный шов;
4 – облицовочный слой шва

Рисунок 8 – Последовательность заварки выборки по слоям шва при ремонте коррозионных и механических повреждений трубы

Сварку выполняют током обратной полярности. Параметры режима первого слоя, заполняющих слоёв, контурного шва и облицовочного слоя приведены в таблице 3. Сварку следует вести короткой дугой с поперечными колебаниями электрода.

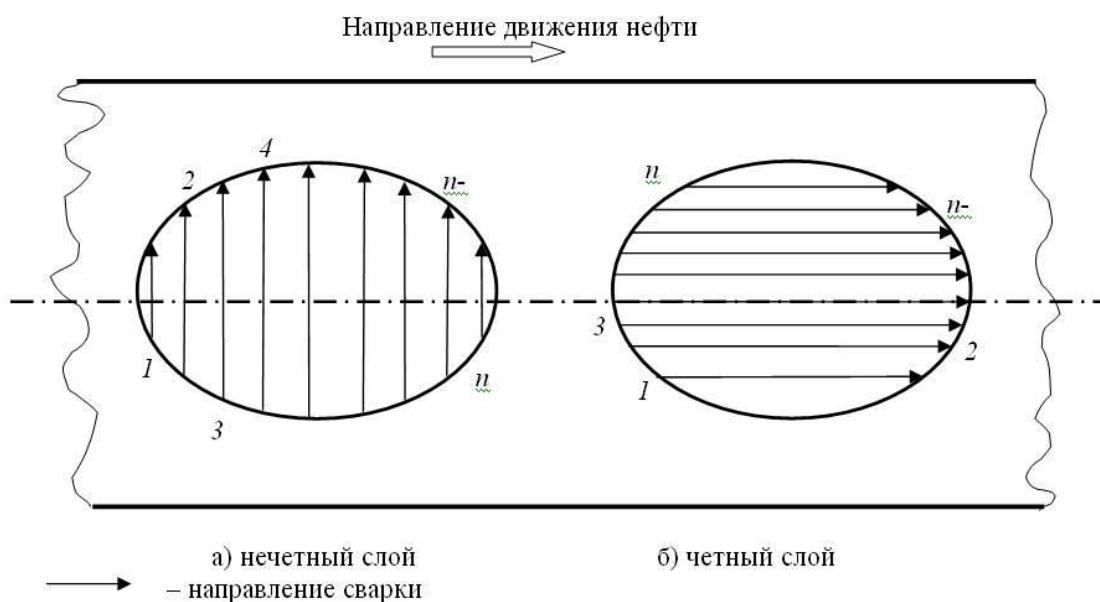


Рисунок 9 - Порядок наложения валиков четных и нечетных слоев шва при заварке выборки на участке коррозионного и механического повреждения поверхности труб

Таблица 3 – Параметры режима заварки выборки

Слой шва	Диаметр электрода, мм	Сварочный ток, А	Скорость сварки, мм/с
Первый	3,0; 3,2 (2,5; 2,6)	90 – 100 (70 – 80)	1,40 – 1,50 (1,25 – 1,40)
Заполняющие	3,0; 3,2	100 – 120	1,25 – 1,50
Контурный	3,0; 3,2	100 – 120	1,25 – 1,50
Облицовочный	3,0; 3,2	100 – 120	1,25 – 1,50

Контурный шов следует выполнять перед облицовочным слоем. При этом выполняют колебания электрода перпендикулярно линии выборки. Контурный шов должен иметь ширину 8...12 мм и плавный переход к основному металлу.

Пятая операция – «контроль качества. Предусматривается проведение визуально-измерительного, ультразвукового контроля и контроля проникающими веществами. Визуально-измерительный контроль и контроль проникающими веществами выполняют для выявления поверхностных дефектов (свищей, незаваренных кратеров, несплавлений). Ультразвуковой контроль служит для выявления внутренних дефектов (непроваров, пор, трещин, расслоений, шлаковых включений, подрезов корня шва)» [18].

Четвёртая операция – механическая обработка заваренной выборки. Выполняется шлифовальным кругом. После механической обработки поверхность выборки должна иметь гладкую форму и высоту усиления 1...1,5 мм, как показано на рисунке 10. После этого выполняют доводку поверхности при помощи напильника или металлической щётки, добиваясь шероховатости поверхности Rz40.

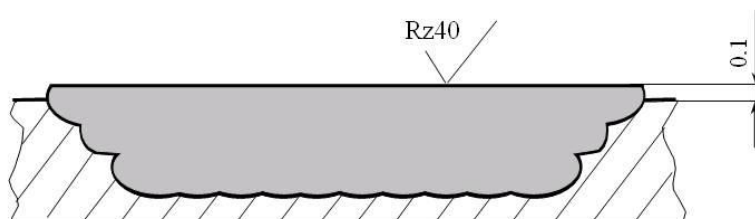


Рисунок 10 – Параметры заварки выборки после механической обработки поверхности сварного шва

Визуально-измерительный контроль следует проводить на участке, превышающем во все стороны границу ремонтируемого участка на 100 мм. Контроль проникающими веществами и ультразвуковой контроль следует проводить на участке, превышающем во все стороны границу ремонтируемого участка на 50 мм.

1.4 Анализ научных работ по вопросу ремонтной сварки магистральных газопроводов

В рамках анализа состояния вопроса ремонтной сварки на магистральных газопроводах выполнили поиск в сети ИНТЕРНЕТ источников научно-технической информации. Поиск вели по ключевым словам «магистральный газопровод», «диссертация», «ремонтная сварка», «научная статья», «сварочные дефекты», «коррозионные дефекты», «диагностика состояния».

Первая работа « посвящена методикам диагностики состояния сварных конструкций при длительной эксплуатации. Представлены сведения о

преимуществах и недостатках каждой методики. Предложена методика диагностики состояния металлических конструкций с использованием акустической эмиссии, которая позволяет прогнозировать величину разрушающей нагрузки и остаточный ресурс конструкции при её длительной эксплуатации» [15].

Вторая работа « описывает методику математического моделирования многопроходной ремонтной наплавки магистральных трубопроводов при исправлении дефектов утонения стенки. Результаты работы позволяют прогнозировать технологическую прочность и остаточный ресурс после ремонта магистрального трубопровода. Предложена методика позволяющая моделировать состояние металлической конструкции, близкое к предельному, что может быть использовано при оценке несущей способности трубопровода после выборки обнаруженных дефектов несплошности. Выполнено исследование зависимости прочности конструкции и её ресурса от особенностей основных параметров наплавки на примере многопроходной ремонтной наплавки» [6].

Третья работа «посвящена разработке методики расчетного определения остаточного ресурса магистрального трубопровода. При этом учитывается наличие поверхностных дефектов. На основании полученных результатов подтверждена адекватность предлагаемой методики расчётной оценки остаточного ресурса магистрального трубопровода с коррозионными повреждениями» [30].

Четвёртая работа «доказала возможность исправления дефектов язвенной коррозии магистрального трубопровода без его остановки. Рассмотрены дефекты диаметром 12...20 мм на стенке трубы из стали 17Г1С. В работе представлена методика назначения параметров режима ремонтной сварки, которые исключают прожог и разрушение в зоне сварки» [13].

1.5 Формулировка задач выпускной квалификационной работы

В выпускной квалификационной работе поставлена цель - повышение производительности и достоверности контроля состояния длительно эксплуатируемых магистральных газопроводов.

В настоящей выпускной квалификационной работе проводится проведение литературных исследований по вопросу диагностики состояния и ремонтной сварки магистрального газопровода. Объектом исследования в данном случае является магистральный газопровод из стали 17Г1С-У диаметром 1024 мм. Технология исправления коррозионного дефекта предусматривает выполнение следующих операций:

- зачистка дефектного участка газопровода;
- предварительный подогрев места ремонтной сварки;
- заполнение выборки при помощи ручной дуговой сварки;
- механическая обработка заплавленной выборки;
- контроль качества ремонтной сварки.

Достижение поставленной цели возможно при условии решения следующих задач.

Первая задача – выполнить анализ и обосновать выбор методики диагностики состояния магистрального трубопровода;

Вторая задача – повысить эффективность диагностики состояния магистрального трубопровода;

Третья задача – выполнить экологическую оценку предлагаемых решений.

Четвёртая задача – оценить затраты на внедрение предлагаемых технологических решений и потенциальный экономический эффект при принятии в производство проектной технологии.

2 Технология неразрушающего контроля состояния труб

2.1 Обзор методов диагностики состояния магистральных трубопроводов

Обеспечение безопасной эксплуатации магистрального трубопровода предусматривает периодическое проведение мероприятий по неразрушающему контролю. На основании результатов этого контроля выполняется прогнозирование остаточного ресурса трубопровода. При этом учитываются статистика по дефектам, обнаруженным в ходе диагностики состояния трубопровода и характер проведённых ранее ремонтно-восстановительных работ на участке трубопровода.

Самыми распространёнными дефектами следует признать поверхностные дефекты, являющиеся местной потерей металла и имеющие коррозионную природу. Эти дефекты возникают из-за действия на трубопровод агрессивной внешней среды. Обнаружение этих дефектов трудоёмко и ресурсоёмко, что объясняется значительной протяжённостью участка, на котором следует выполнять диагностику [3], [12], [31], [32]. Как показывает практика, на одном километре линейного участка трубопровода может быть обнаружено несколько сотен таких дефектов [27]. В связи со множественностью дефектов их сеюминутное устранение нецелесообразно и должно быть заменено на длительный мониторинг в течение всего срока службы трубопровода. С учётом современных методов оценки состояния трубопровода рассчитывается его остаточный ресурс и критические размеры дефектов, по достижении которых следует проводить их устранение.

Для диагностики состояния магистральных газопроводов и нефтепроводов разработано большое число методик, которое продолжает увеличиваться за счёт перспективных разработок отечественных и зарубежных исследователей. Наибольшее распространение получила внутритрубная диагностика [1], [10], термографическая [10], визуально-

оптическая, ультразвуковая, магнитометрическая [23], низкочастотная [16], на основе магнитной памяти; акустоэмиссионная и др.

«Наиболее перспективной методикой дистанционного контроля состояния магистрального трубопровода может считаться дальнедействующий низкочастотный ультразвуковой контроль направленными волнами (НЧ УЗК). Применение этого вида контроля позволяет успешно отслеживать дефекты уже на стадии зарождения» [27]. Основным преимуществом этого метода контроля является возможность контроля до 100 труб за один раз по длине контролируемого участка [27]. Поскольку протяжённость магистральных трубопроводов каждый год будет только расти, следует ожидать расширения области его применения.

На рисунке 11 представлена диагностика магистрального трубопровода с помощью дальнедействующего низкочастотного ультразвукового контроля направленными волнами [16], [24]. Если применить эту методику на новом трубопроводе, это позволит диагностировать качество выполнения сварных стыков труб по всей протяжённости исследуемого участка (до 100 стыков за один раз). Если методику контроля применить на длительно эксплуатируемом трубопроводе, появляется возможность диагностировать состояние труб.



Рисунок 11 – Расположение датчиков и излучателей при низкочастотной ультразвуковой диагностике магистрального трубопровода

Положительный опыт применения диагностики с помощью дальнедействующего низкочастотного ультразвукового контроля направленными волнами описан в работе [21]. Выполнено исследование участка трубопровода протяжённостью 74 км. В ходе диагностики состояния обнаружено 1345 дефектов уменьшения стенки трубы более 20 % от исходной толщины. Величина дефектов уточнялась с применением ультразвуковых толщиномеров. В ходе диагностики выявлено 263 критических дефекта с толщиной стенки менее допустимой. Также обнаружено 230 дефектов уменьшения толщины стенки, близких к отбраковочному значению.

2.2 Сущность метода дальнедействующего ультразвукового контроля состояния трубопровода

Направленная звуковая волна способна распространяться на значительные расстояния, что легло в основу метода дальнедействующего ультразвукового контроля [26]. При этом становится возможным применение эхо-сигналов при выявлении коррозионных поражений стенки трубы. В этом случае звуковая волна с высокочастотной модой направлена вдоль трубы. Концентрация энергии такой волны происходит между стенками трубы, что позволяет получить малое затухание. При этом длина контролируемого участка трубопровода составляет несколько десятков метров, а производительность контроля на несколько порядков выше, чем у других известных способов диагностики состояния трубопроводов при существенно меньшей стоимости.

Традиционные методы диагностики состояния трубопроводов (цифровая радиография, ультразвуковой, вихретоковой) предусматривают контроль на небольшом участке трубы непосредственно под преобразователем. Площадь контролируемого участка в этом случае составляет порядка нескольких квадратных сантиметров, как показано на

рисунке 12-а. В случае применения дальнедействующего ультразвукового контроля диагностика происходит по участку длиной в несколько десятков метров, как показано на рисунке 12-б. При этом следует учитывать, что наличие защитного покрытия на трубе или её размещение под землёй не влияет на достоверность диагностики.

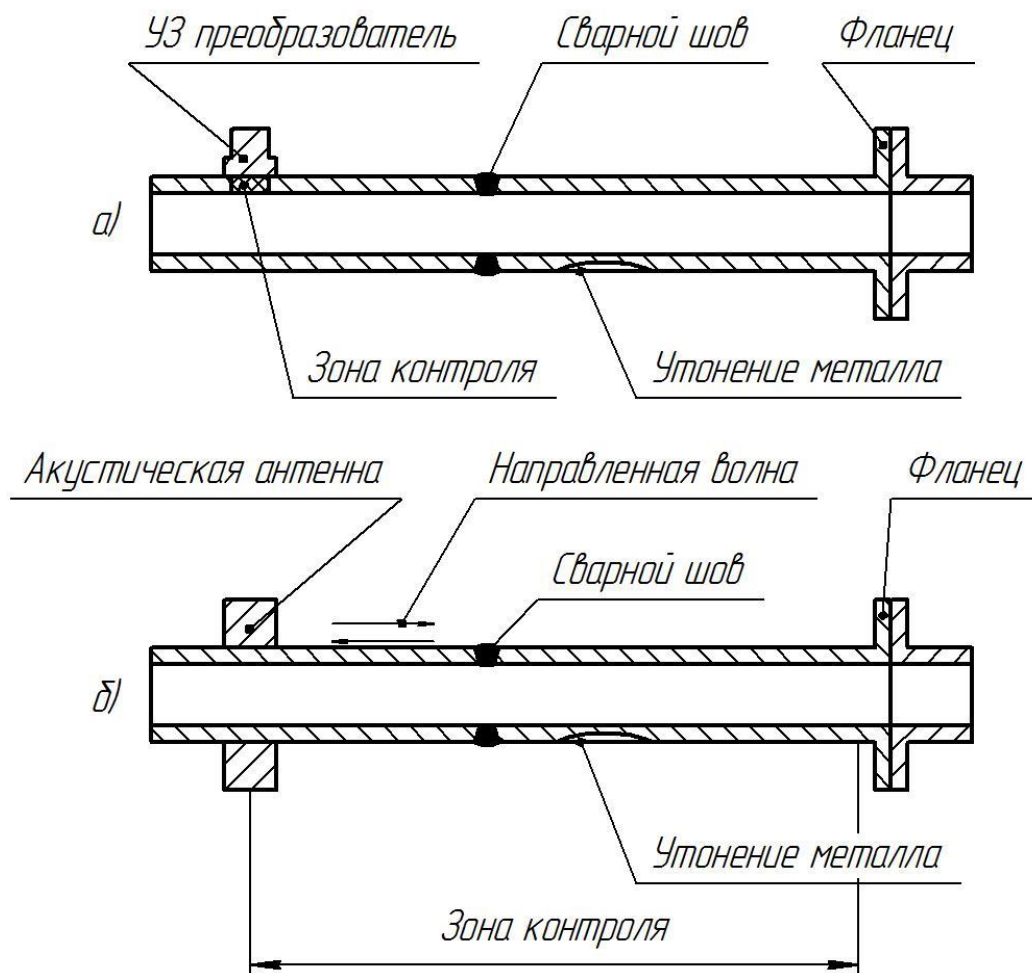


Рисунок 12 – Схема контроля трубопровода традиционными методами (а) и методом дальнедействующего УЗК направленными волнами (б)

Для возбуждения направленной волны по периметру контролируемой трубы размещают пьезо- или электромагнитные преобразователи. «Генерируемая при этом волна может быть как продольной, так и крутильной. Частота сигнала звуковой волны составляет 20...100 кГц. Ультразвук такой частоты при попадании на несплошность или другой дефект отражается от поверхности дефекта и поступает обратно на кольцо преобразователей» [21]. Задержка по времени между началом испускания

волн и возвращением отражённого от дефекта сигналом позволяет определять расстояние до дефекта с точностью до 100 мм.

Поскольку сварной стык труб представляет собой симметричный отражатель сигнала, поступающая от него возвратная волна также будет симметричной, как показано на рисунке 13. Утонение стенки вследствие коррозионного поражения представляет собой асимметричный отражатель, поэтому поступающая от него возвратная волна также будет несимметричной. По этому признаку можно диагностировать наличие на трубе коррозионных поражений с утонением стенки от 10 %.

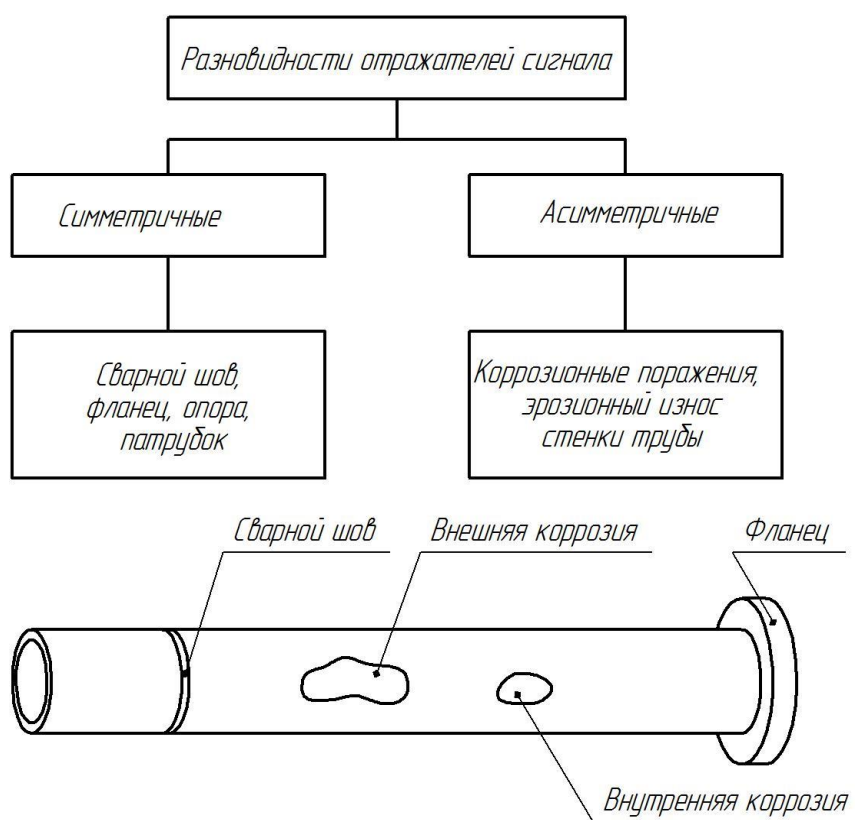


Рисунок 13 – Классификация видов отражателей в трубопроводе (а) и схема их возможного размещения на трубе (б)

Отражателями звуковой волны являются различные несплошности, расположенные вдоль всей линейной части трубопровода – сварные швы, приварные элементы, дефекты. Эти несплошности являются отражателями для ультразвуковой волны, направленной вдоль оси трубы. Эти отражатели быть симметричными (сварные швы, патрубки, фланцы, опоры и т.д.) и асимметричными (различные дефекты). Расположение симметричных

отражателей сигнала соответствует технической документации на контролируемый участок трубопровода. Получаемые от них отражённые сигналы служат опорными метками, по которым уточняют положение несимметричных отражателей – искомых дефектов. Если присутствуют дефекты в самом кольцевом сварном шве, то отражённый асимметричный сигнал от дефекта по времени будет совпадать с отражённым симметричным сигналом от сварного шва. Идентификацию положенная на трубе других ассиметричных дефектов выполняют с помощью отражённых симметричных сигналов.

2.3 Чувствительность предлагаемого метода

Оценка величины дефекта происходит по амплитуде соответствующего отражённого эхо-сигнала. Так, чем сильнее истончена стенка трубы из-за коррозионного воздействия, тем больше будет амплитуда отражённого несимметричного сигнала. Также о размерах дефекта позволяет судить длительность возвращённого эхо-сигнала. Чем больше размер коррозионного дефекта, тем длиннее будет возвращённый эхо-сигнал, как показано на рисунке 14.

На рисунке 14 приведена зависимость между амплитудой отраженного сигнала и площадью дефекта, выраженной в виде относительного уменьшения площади поперечного сечения трубы.

Ранее в работах [9], [34] доказана эффективность диагностики коррозионных дефектов стенки трубы порядка 3 % от исходной толщины. Согласно [31] максимальная чувствительность способа проявляется при утонении стенки в диапазоне 3...9 % от исходной толщины стенки трубы. В диапазоне 10...50 % от исходной толщины величина дефекта практически не влияет на чувствительность метода. Исходя из этого в системе Teletest принят уровень отчётности 26 дБ, соответствующий потере 9 % толщины

стенки трубы. Сигналы с меньшей амплитудой принимаются незначительными.

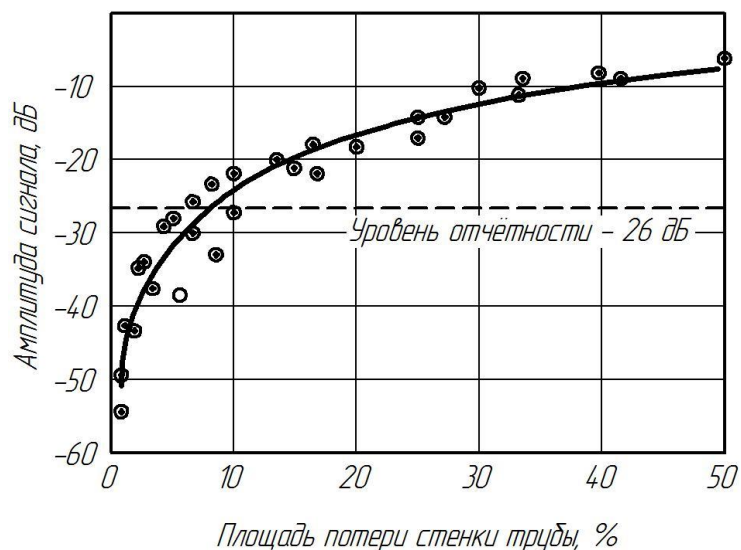


Рисунок 14 – Зависимость амплитуды отраженного сигнала от площади потерь металла (кружочки — отражения от дефектов; кривая — наилучшая сходимость зависимости)

Полученные результаты исследования чувствительности низкочастотных направленных, отражённых от дефектов различной величины, использованы в технологии Teletest [33].

«Teletest – это технология дистанционного НК, которая представляет собой эхо-импульсную систему для контроля больших объемов материала из одной точки установки преобразователей. Направленные волны, отраженные от дефекта, принимаются пьезопреобразователями и после усиления, обработки и подавления помех выводятся на экран персонального компьютера как выпрямленные сигналы в виде А-scan зависимости амплитуды от расстояния, подобно используемым при обычном ультразвуковом контроле, но во временном диапазоне измерения, соответствующем десяткам метров, а не сантиметров» [33].

Форма представления информации системой Teletest аналогична информации с дисплея обычного ультразвукового дефектоскопа, как представлено на рисунке 15. По горизонтали размещается информация о

расстоянии до отражателя (дефекта или приварной конструкции на труде). По вертикали представляется информация об амплитуде отраженного сигнала.

Дисплей A-scan, который применяется оператором в процессе интерпретации результатов контроля, предусматривает выведение четырёх корректирующих кривых в системе координат «расстояние – амплитуда», как представлено на рисунке 15.

Кривая 1 (0 дБ) – «Конец трубы или фланец играет роль почти идеального отражателя. Это можно продемонстрировать на единичном отрезке трубы в лаборатории и использовать для установки абсолютной стандартной чувствительности. Эту эталонную величину обычно называют - отражатель 0 дБ» [33].

Кривая 2 (-14 дБ) – «Сигналы от кольцевых сварных швов на трубе, которые постепенно затухают с расстоянием, образуют идеальные отражатели для задания кривой корректировки. Опыт использования системы Teletest показывает, что кольцевой шов с обычным профилем верхнего и корневого прохода имеет отражательную способность, эквивалентную до 20 % (-14 дБ) сигнала от конца трубы» [33].

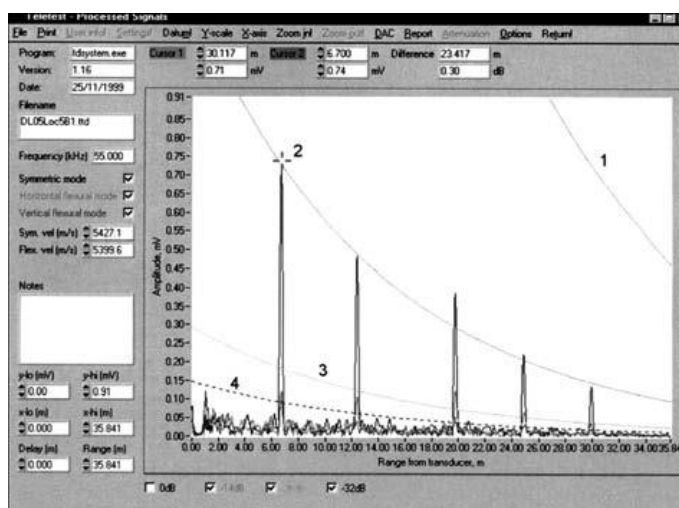


Рисунок 15 – Формат дисплея A-scan системы Teletest для трубы длиной 36 м

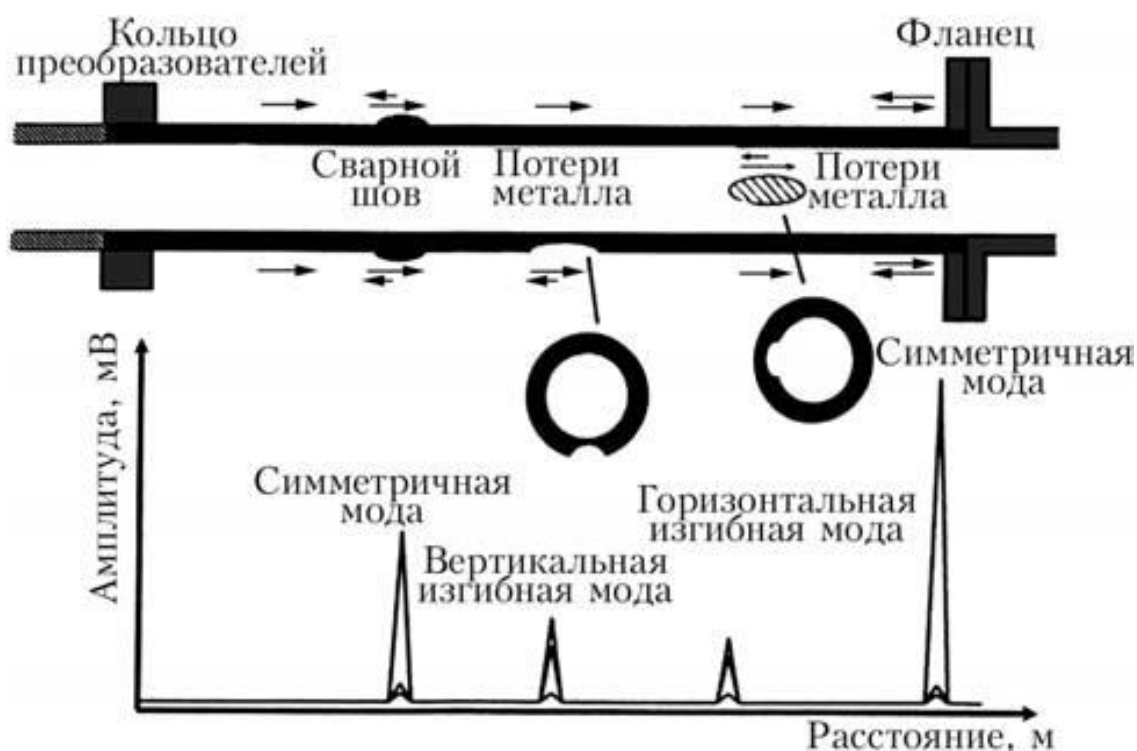


Рисунок 16 – Принцип отражения направленной волны от симметричных и асимметричных отражателей

Кривая 3 (-26 дБ) – «Явление потери металла с площадью поперечного сечения, эквивалентной до 9 % поперечного сечения стенки трубы имеет отражательную способность, эквивалентную до 5 % (-26 дБ) отражения от конца трубы. Этот пороговый уровень, видимый на A-scan в качестве кривой 3, используется для определения аномалий. Аномалии, которые дают сигналы, близкие, но не превышающие кривую -26 дБ, обычно рассматриваются как незначительные, превышающие кривую -26 дБ, описываются как умеренные, значительно превышающие кривую -26 дБ (настолько, что они достигают линии -14 дБ), рассматриваются как серьезные» [33].

Кривая 4 (-32дБ) – «Кривая 4 используется как детерминанта эффективного диапазона тестирования. Это позволяет выявляемой аномалии (-26 дБ) иметь коэффициент сигнал-шум 6 дБ или лучше. Такой уровень отношения сигнала к шуму необходим для эффективной интерпретации данных теста и практически играет роль предела как диапазона тестирования, так и чувствительности к меньшим аномалиям» [33].

На дисплее ниже уровня -26 дБ записаны наложенные друг на друга три кривые, принцип образования которых при отражении направленной волны от симметричных и асимметричных отражателей приведен на рисунке 16.

О наличии на диагностируемом участке дефектов судят по величине отражённого сигнала (выше кривой 3). Если на диаграмме присутствуют всплески, превышающие пороговый уровень кривой 3, это свидетельствует от наличии коррозионных дефектов с утонением стенки более 9 % от исходной толщины.

2.4 Методика комплексного контроля трубопровода

Следует признать, что площадь коррозионного дефекта и утонение стенки практически не связаны друг с другом и могут встречаться в различных сочетаниях. Отражённая от дефекта эхо-волна зависит как от одной величины, так и от другой. Поэтому получаемая информация, выводимая на монитор A-scan, носит скорее качественный характер, чем количественный. Иными словами, применяемая методика позволяет с высокой достоверностью обнаружить дефект и указать его положение на трубопроводе. Глубина дефекта и его протяженность должны быть уточнены с применением ультразвуковой толщинометрии. Предлагаемый алгоритм оценки размеров и положения дефекта представлен на рисунке 17.

В соответствии с предлагаемым алгоритмом с использованием длинноволнового ультразвукового контроля определяют положение на стенке трубы положение коррозионного дефекта. После этого уточняют глубину дефекта с использованием ультразвукового толщиномера.

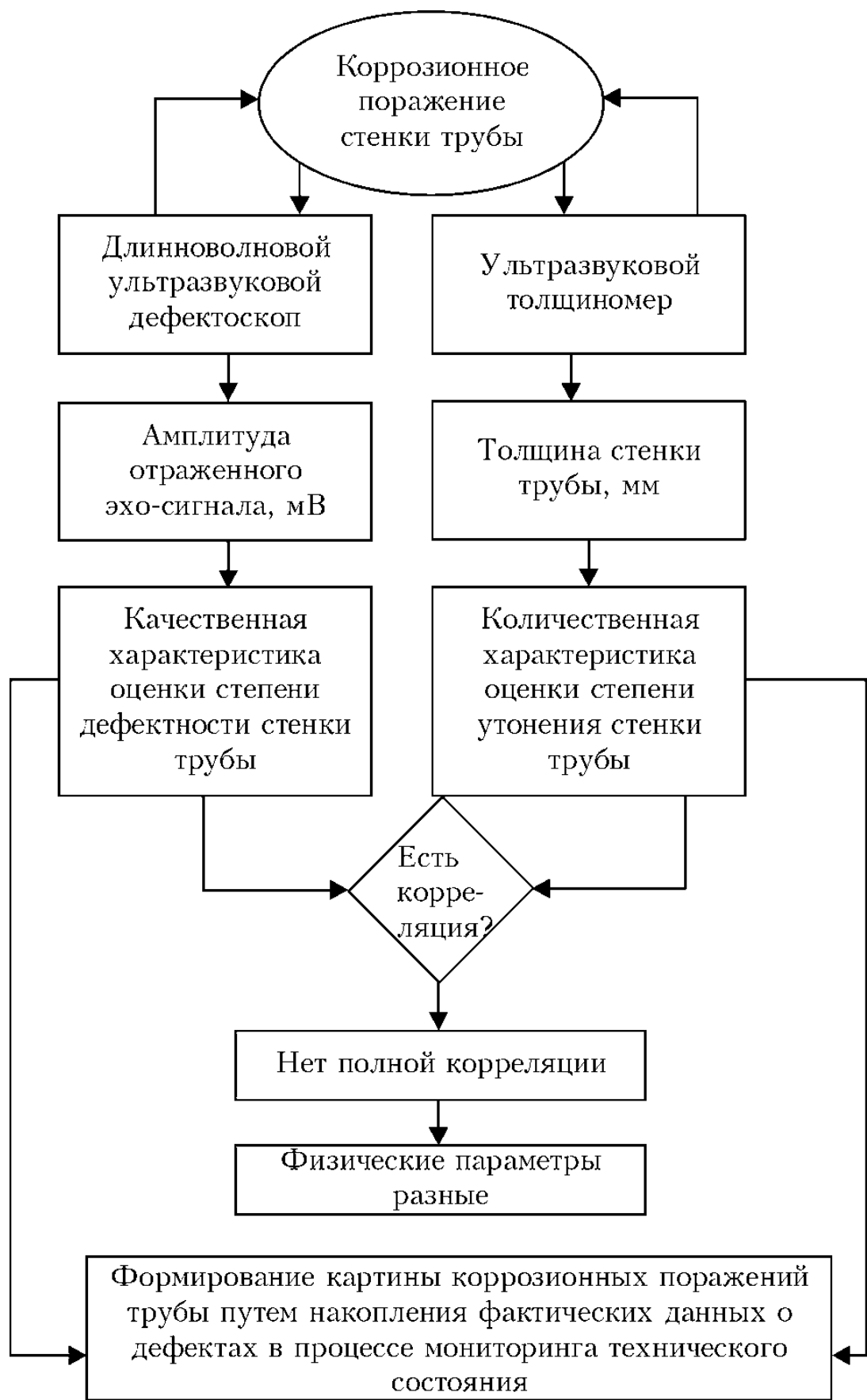


Рисунок 17 – Схема алгоритма оценки степени дефектности и утонения поперечного сечения трубы

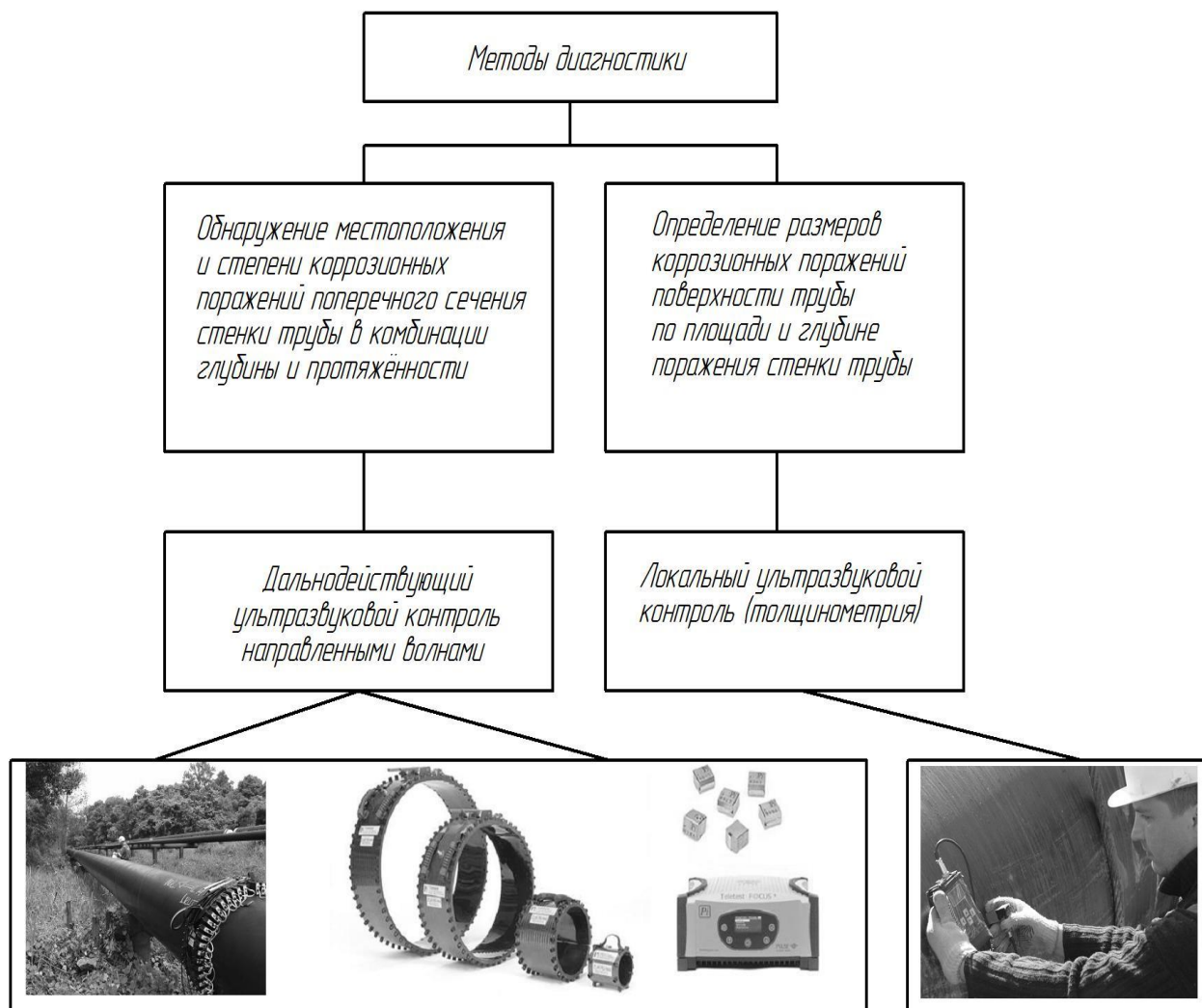


Рисунок 18 – Комплексные методы диагностики и контроля технического состояния трубопроводов

Для диагностики состояния длительно эксплуатируемых и вводимых в эксплуатацию трубопроводов предложено при помощи дальнодействующего ультразвукового контроля обнаруживать наличие коррозионных дефектов, как показано на рисунке 18. Далее при помощи ультразвукового толщиномера уточнять их положение и величину.

Далее следует задать точки, в которых будет вестись наблюдение на протяжении всего срока эксплуатации трубопровода. При достижении дефекта порогового значения, его устраняют.

Заключение по второму разделу

Во втором разделе решались задачи выпускной квалификационной работы:

- выполнить анализ и обосновать выбор методики диагностики состояния магистрального трубопровода;
- повысить эффективность диагностики состояния магистрального трубопровода.

Для повышения производительности и достоверности оценки состояния длительно эксплуатируемых газопроводов предложено применить дальнедействующий ультразвуковой контроль, позволяющий обнаруживать дефекты на участке трубопровода длиной несколько десятков метров.

Для уточнения площади и величины поражения стенки трубы предложено использовать комплексную методику, предусматривающую использование дальнедействующего ультразвукового контроля и ультразвуковой толщинометрии.

Далее следует оценить экологичность и эффективность применения предложенных решений при диагностике состояния магистрального газопровода диаметром 1024 мм.

Для этого необходимо решить ещё две задачи:

- выполнить экологическую оценку предлагаемых решений.
- оценить затраты на внедрение предлагаемых технологических решений и потенциальный экономический эффект при принятии в производство проектной технологии.

3 Безопасность и экологичность проектного технологического процесса

3.1 Технологическая характеристика объекта

Настоящая выпускная квалификационная работа посвящена вопросу повышения эффективности контроля состояния и ремонта длительно эксплуатируемых магистральных трубопроводов.

Технология ремонтной сварки предусматривает последовательное выполнение операций. Первая операция – зачистка дефектного участка газопровода, вторая операция – предварительный подогрев места ремонтной сварки, третья операция – заполнение выборки при помощи ручной дуговой сварки, четвёртая операция – механическая обработка заплавленной выборки, пятая операция – контроль качества ремонтной сварки.

Особенности выполнения каждой операции технологического процесса, должность работника и применяемое оборудование приведены в таблице 4.

Выполнение операций проектного технологического процесса предусматривает возникновение опасных и вредных производственных факторов, действие которых на персонал может привести к нежелательным последствиям.

Исходя из этого, в настоящем разделе выпускной квалификационной работы следует выявить опасные и вредные факторы, которые сопровождают предлагаемую к реализации проектную технологию, оценить возможность защиты от них с применением стандартных средств и мероприятий. Далее следует обосновать возможность внедрения проектной технологии в производство.

Таблица 4 – Технологический паспорт технического объекта

Составляющая технологический процесс операция и перечень выполняемых работ	Должность работника, который выполняет технологическую операцию	Технологическое оборудование, применяемое для выполнения операции	Вспомогательные материалы и вещества, применяемые для выполнения операции
1. Подготовительная операция	Слесарь-сборщик	машинка радиальная шлифовальная	круг абразивный
2. Проведение предварительного подогрева	Электросварщик	- резак газопламенный, - термометр контактный	смесь пропан-бутановая
3. Осуществление сварки на трубопроводе	Электросварщик	- источник питания сварочной дуги, - машинка шлифовальная	электроды
4. Проведение зачистки сварного шва	Слесарь-сборщик	- машинка шлифовальная, - зубило, - молоток	абразивный круг
5. Проведение контроля качества сварных стыков труб	Дефектоскопист	ультразвуковой дефектоскоп Olympus NDT EPOCH 1000i	масло

На основании анализа данных таблицы 3 может быть выполнена идентификация опасных производственных факторов, которые сопровождают каждую операцию технологического процесса.

3.2 Идентификация профессиональных рисков

Идентификация профессиональных рисков предполагает «поиск и формулировку опасных и вредных производственных факторов, сопровождающих эксплуатацию технологического оборудования в соответствии с операциями рассматриваемого технологического процесса» [7], что отражено в таблице 5.

«Первопричиной всех травм и заболеваний, связанных с процессом труда, является неблагоприятное воздействие на организм занятого трудом человека тех или иных факторов производственной среды и трудового

процесса. Это воздействие, приводящее в различных обстоятельствах к различным результирующим последствиям, зависит от наличия в условиях труда того или иного фактора, его потенциально неблагоприятных для организма человека свойств, возможности его прямого или опосредованного действия на организм» [7].

Таблица 5 – Идентификация профессиональных рисков

Составляющая технологический процесс операция и перечень выполняемых работ	Наименование опасного или вредного фактора, действие которого в условиях производства может составлять угрозу жизни и здоровью персонала	Перечень оборудования и других объектов производства, являющихся источником опасного или вредного фактора
1. Подготовительная операция	<ul style="list-style-type: none"> - острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования; - движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; - повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны 	машинка шлифовальная
2. Проведение предварительного подогрева	<ul style="list-style-type: none"> - повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; - опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой или низкой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги 	резак газопламенный
3. Осуществление сварки на трубопроводе	<ul style="list-style-type: none"> - острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования; - повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; - повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; - опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой или низкой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги - инфракрасное излучение; - ультрафиолетовое излучение 	источник питания сварочной дуги
4. Проведение зачистки сварного шва	<ul style="list-style-type: none"> - острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования; 	машинка шлифовальная, зубило, молоток
5. Проведение контроля качества сварных стыков труб	<ul style="list-style-type: none"> - ультразвуковое излучение; - повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны 	ультразвуковой дефектоскоп Olympus NDT EPOCH 1000i

3.3 Методы и средства снижения профессиональных рисков

Таблица 6 – Применяемые для уменьшения воздействия негативных производственных факторов средства и методики

Наименование опасного или вредного фактора, действие которого в условиях производства может составлять угрозу жизни и здоровью персонала	Технические средства и методики, применение которых по отношению к негативному фактору позволит полностью устранить его или уменьшить до приемлемого уровня	Средства индивидуальной защиты
1) острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования	1) размещение в отведённых местах информационных плакатов и табличек; 2) проведение с персоналом инструктажа по технике безопасности	Спецодежда.
2) движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования	1) применение ограждений, ограничивающих проникновение персонала в опасную зону; 2) размещение в отведённых местах информационных плакатов и табличек	Спецодежда
3) повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	1) применение устройств местного удаления загрязнённого воздуха; 2) применение устройств общеобменной вентиляции рабочего пространства, позволяющих обеспечить подачу чистого воздуха извне	Средства защиты дыхательных путей
4) повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	1) организация защитного заземления; 2) проведение периодического инструктажа по технике безопасности; 3) периодический контрольный замер изоляции; 4) периодический контрольный замер сопротивления заземляющей цепи	Спецодежда
5) повышенная температура поверхностей оборудования, материалов	1) проведение с персоналом инструктажа по технике безопасности ; 2) механизация и автоматизация основных и вспомогательных операций технологического процесса	Спецодежда
6) инфракрасное излучение в рабочей зоне сверх безопасных значений уровня инфракрасной радиации	1) применение защитных экранов; 2) применение ограждений, ограничивающих проникновение персонала в опасную зону	Спецодежда
7) ультрафиолетовое излучение в рабочей зоне сверх безопасных значений	1) применение защитных экранов; 2) применение ограждений, ограничивающих проникновение персонала в опасную зону	Спецодежда
8) ультразвуковое излучение в рабочей зоне сверх значений безопасных для здоровья	1) размещение в отведённых местах информационных плакатов и табличек; 2) уменьшение времени воздействия негативного фактора на оператора	Спецодежда

Таким образом, выделено восемь негативных производственных факторов:

- острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования,
- движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования,
- повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны,
- повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека,
- повышенная температура поверхностей оборудования, материалов,
- «инфракрасное излучение в рабочей зоне сверх безопасных значений уровня инфракрасной радиации,
- ультрафиолетовое излучение в рабочей зоне сверх безопасных значений,
- ультразвуковое излучение в рабочей зоне сверх значений безопасных для здоровья» [7].

На основании идентифицированных профессиональных рисков, возникающих при реализации проектной технологии, возможен последующий их анализ и выработка решений по их снижению до приемлемого уровня, приведённые в таблице 6.

Таким образом, реализация в производстве проектной технологии, операции которой подробно описаны в настоящей выпускной квалификационной работе, сопровождается опасными и вредными производственными факторами. Источниками этих опасных и вредных производственных факторов является применяемое технологическое оборудование и другие объекты производства. Эти источники были приведены и проанализированы выше при идентификации опасных и вредных производственных факторов.

На основании анализа профессиональных рисков, возникающих при воздействии описанных производственных факторов предложены

стандартные мероприятия и средства защиты, которые позволяют полностью устранить влияние опасного фактора. Приведённые мероприятия и меры защиты позволили также снизить влияние вредных производственных факторов до приемлемого уровня.

Предложенные меры позволили исключить травматизм при реализации проектного технологического процесса и защитить работника от получения профессиональных заболеваний.

Однако осуществление проектной технологии предусматривает не только возникновение опасных и вредных факторов, влияющих на участников производственного процесса. Негативному воздействию подвергается окружающая среда. Таким образом, технологический процесс может представлять угрозу за счёт возникновения неблагоприятных экологических факторов (загрязнение воздуха, гидросферы и литосферы).

Кроме того, нормальное протекание технологического процесса может нарушаться при возникновении пожара, который становится ещё одним фактором отрицательного влияния на окружающую среду и участников производства (работающий персонал, производственные здания и оборудование).

Изучению вопроса экологической и пожарной безопасности посвящена вторая половина настоящего раздела выпускной квалификационной работы.

3.4 Обеспечение пожарной безопасности

Разрабатываемый перечень мероприятий направлен на защиты персонала и имущества предприятия от опасных факторов возможного пожара. Для этого следует выполнить идентификацию опасных факторов пожара и предложить стандартные средства и методики для их устранения. В соответствии с классификацией пожаров возможный на рассматриваемом техническом объекте пожар может быть отнесён к классу «Е» - горение веществ и материалов под напряжением. Анализ опасных факторов такого

пожара, приведённых в таблице 7, позволит в дальнейшем сформулировать технические предложения, сведённые в таблицу 8.

Таблица 7 – Идентификация классов и опасных факторов пожара

Наименование участка	Наименование оборудования	Классификация по виду горящего вещества	Наименование основных опасных факторов пожара	Наименование вторичных опасных факторов пожара
Участок, на котором осуществляется ремонтная сварка	«Стойки, источник питания сварочной дуги, сварочный полуавтомат, сварочный трактор, дефектоскоп, машинка шлифовальная» [7]	«пожары, которые происходят за счет воспламенения и горения веществ и материалов на электроустановках, запитанных электрическим напряжением (Е)» [7]	«Резкое повышение температуры на участке и вокруг него; выделение при горении токсичных продуктов и угарного газа; выделение аэрозолей, снижающих видимость на участке и вокруг него» [7].	«Короткие замыкания на оборудовании, запитанном высоким электрическим напряжением; действие на людей, находящихся в районе возгорания продуктов разложения составов, используемых для пожаротушения» [7]

Таблица 8 – Технические средства обеспечения пожарной безопасности

Емкость с песком, переносные углекислотные огнетушители.	Первичные средства пожаротушения
Специализированные расчеты (вызываются)	Мобильные средства пожаротушения
Нет необходимости	Стационарные установки системы пожаротушения
Нет необходимости	Средства пожарной автоматики
Пожарный кран	Пожарное оборудование
План эвакуации	Средства индивидуальной защиты и спасения людей при пожаре
Ведро конусное, лом, лопата штыковая	Пожарный инструмент (механизированный и немеханизированный)
Кнопка оповещения	Пожарные сигнализация, связь и оповещение.

Полноценная защита работающего персонала и имущества предприятия от вероятностного пожара обеспечивается при условии проведения соответствующих организационных мероприятий, представленных в таблице 9.

Таблица 9 – Организационные (организационно-технические) мероприятия по обеспечению пожарной безопасности

Наименование участка	Перечень мероприятий	Предъявляемые требования по обеспечению пожарной безопасности, реализуемые эффекты
Участок ремонтной сварки	«Инструктаж сотрудников производственного участка правилам предупреждения возгораний и действиям в случае возгорания, деловые игры с сотрудниками по тематике борьбы с пожарами» [7].	«На участке необходимо иметь первичные средства пожаротушения в достаточном количестве, должны быть защитные экраны, ограничивающие разлет искр» [7].

Предлагаемые технические средства должны обладать достаточной эффективностью против рассматриваемых опасных факторов пожара. Эти средства должны основываться на действующей нормативной документации, учитывать особенности рассматриваемого технологического процесса.

3.5 Обеспечение экологической безопасности

Таблица 10 – Идентификация опасных и вредных экологических факторов при реализации рассматриваемого технологического процесса

Анализируемый технологический процесс	Операции, осуществляемые в рамках анализируемого технологического процесса	Факторы, негативно влияющие на атмосферу	Факторы, негативно влияющие на гидросферу	Факторы, негативно влияющие на литосферу
Контроль качества и ремонтная сварка	Подготовительная операция, сборочная операция, операция сварки стыка, контрольные операции	Выделяемые в процессе горения сварочной дуги аэрозоли, частицы сажи и газообразные частицы	Пролитое масло и топливо от генераторов	Упаковочный материал от присадочных материалов, мусор – бытовой и производственный.

Таблица 11 – Предлагаемые меры по борьбе с негативными экологическими факторами

Наименование технического объекта	Сварка
Мероприятия по исключению негативного действия на воздушную среду.	«Оснащение вентиляционной системы фильтрами, позволяющими выполнить сбор и утилизацию выделяющихся при горении дуги вредных продуктов» [7]
Мероприятия по исключению негативного действия на водную среду.	Контроль утечек в гидросистеме приспособления или кантователя и незамедлительное их устранение.
Мероприятия по снижению негативного антропогенного воздействия на литосферу	«Установка на участке сварки соответствующих емкостей для сбора отходов производственного цикла и при проведении повторных инструктажей подробное разъяснение необходимости складирования отходов производственного цикла в установленные емкости» [7].

Реализация предлагаемого технологического процесса помимо опасных и вредных производственных факторов приводит к возникновению опасных и вредных экологических факторов. Следовательно, в рамках выполнения экологического раздела следует выполнить идентификацию согласно таблице 10 этих негативных факторов и предложить меры защиты от этих факторов, сведённые в таблицу 11.

Выводы по экологическому разделу

Изучение особенностей технологического процесса ремонтной сварки трубопровода позволило идентифицировать опасные и вредные производственные факторы. На основании этих выделенных факторов предложен ряд стандартных средств и методик, позволяющих устранить опасный фактор или уменьшить его влияние на персонал до приемлемого уровня.

Разработан перечень мероприятий для защиты персонала и имущества предприятия от возможного пожара, для чего идентифицированы опасные факторы пожара, предложены стандартные средства и методики для их устранения.

4 Оценка экономической эффективности проектной технологии

4.1 Исходная информация для выполнения экономической оценки предлагаемых технических решений

В настоящей выпускной квалификационной работе предложен ряд мероприятий по повышению эффективности контроля качества и ремонтной сварки магистральных трубопроводов.

Технология ремонтной сварки трубопровода предусматривает последовательное выполнение операций: зачистка дефектного участка газопровода, предварительный подогрев места ремонтной сварки, заполнение выборки при помощи ручной дуговой сварки, механическая обработка заплавленной выборки, контроль качества ремонтной сварки.

При выполнении базовой технологии сварки применяется ручная дуговая сварка штучными электродами.

В настоящем разделе следует оценить затраты на внедрение предлагаемых технологических решений и потенциальный экономический эффект при принятии в производство проектной технологии ремонтной сварки трубопровода.

Для выполнения экономических расчётов следует привести исходные данные по базовой и проектной технологиям согласно таблице 12.

Объектом исследования в рассматриваемом случае выступает длительно эксплуатируемый магистральный газопровод диаметром 1024 мм, на всём протяжении которого следует обнаруживать и исправлять различного рода дефекты, образовавшиеся в процессе длительной эксплуатации.

Протяжённость участка трубопровода, на котором осуществляется капитальный ремонт, составляет 70 км.

Таблица 12 – Исходные данные для выполнения расчётов по оценке экономической эффективности проектной технологии по отношению к базовой технологии

Экономический показатель	Принятое в расчётной формуле буквенное обозначение показателя	Единица измерения экономического показателя	Значение экономического показателя применительно к базовой и проектной технологиям	
			Базовая технология	Проектная технология
1	2	3	4	5
Разряд занятого в выполнении технологических операций персонала	P_p	-	V	V
Величина часовой тарифной ставки занятого в выполнении технологических операций персонала	$Cч$	Р/час	200	200
Суточное количество смен, предусмотренных для выполнения технологических операций	$K_{см}$	-	1	1
Принятые значения коэффициентов для расчёта фонда заработной платы:				
- доплат к основной заработной плате	$K_{доп}$	%	12	12
- отчислений на дополнительную заработную плату	$K_{д}$	-	1,88	1,88
- отчислений на социальные нужды	$K_{сн}$	%	34	34
- выполнения нормы	$K_{вн}$	-	1,1	1,1
Стоимость оборудования, которое используется для выполнения операций технологического процесса	$Ц_{об}$	Руб.	450 тыс.	2450 тыс.
Принятое значение установленной мощности оборудования для выполнения операций рассматриваемого технологического процесса	$M_{уст}$	кВт	25	40
Принятые значения коэффициентов для расчёта расходов на оборудование :				
- норма амортизации оборудования	$Н_a$	%	21,5	21,5
- коэффициент транспортно-заготовительных расходов	$K_{т-з}$	%	5	5
- коэффициент затрат на монтаж и демонтаж	$K_{мон}$ $K_{дем}$	%	3	5
- стоимость электрической энергии для питания оборудования при выполнении технологических операций	$Ц_{э-э}$	Р/ кВт	3,02	3,02

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5
- коэффициент полезного действия оборудования для выполнения технологических операций	КПД	-	0,7	0,85
Общая площадь под оборудование, выполняющее операции рассматриваемого технологического процесса	S	m^2	20	20
Принятые значения коэффициентов и показателей для расчёта расходов на площади:				
- стоимость эксплуатации площадей	$C_{\text{эксп}}$	$(P/m^2)/\text{год}$	2000	2000
- цена производственных площадей	$C_{\text{пл}}$	P/m^2	30000	30000
- норма амортизации производственных площадей	$Ha_{\text{пл}}$	%	5	5
- коэффициента дополнительной производственной площади	$K_{\text{пл}}$	-	3	3
Принятые значения коэффициентов и показателей для расчёта заводской себестоимости:				
- коэффициент цеховых расходов	$K_{\text{цех}}$	-	1,5	1,5
- коэффициент заводских расходов	$K_{\text{зав}}$	-	1,15	1,15
- коэффициента эффективности капитальных вложений	E_n	-	0,33	0,33

Представленные в таблице 12 исходные данные для выполнения расчётов по проектной и базовой технологиям позволяют в дальнейшем оценить технологическую себестоимость проектного и базового варианта, капитальные затраты по вариантам технологии и рассчитать показатели экономической эффективности.

4.2 Расчёт фонда времени работы оборудования

Выполнение операций базового и проектного технологического процессов сварки изделия предусматривает применение оборудования и рабочего персонала. Для расчёта фонда заработной платы и затрат на оборудование и производственные площади требуется определить фонд

времени работы оборудования. Для базового и проектного вариантов технологии фонд времени работы оборудования будет одинаков.

Значения параметров и коэффициентов примем с учётом исходных данных согласно таблице 12: суммарное число рабочих дней в календарном году $D_p = 277$ дней, длительность рабочей смены $T_{см} = 8$ часов, количество предпраздничных дней $D_{п} = 7$ дней, уменьшение продолжительности рабочей смены в часах в предпраздничные дни $T_{п} = 1$ час, принятое для рассматриваемого технологического процесса число рабочих смен $K_{см} = 1$. Таким образом, рассчитываем фонд времени по зависимости:

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

Расчёты, выполненные согласно (1) после подстановки численных значений параметров и коэффициентов из исходных данных:

$$F_{н} = (277 \cdot 8 - 7 \cdot 1) \cdot 1 = 2209 \text{ ч.}$$

Эффективный фонд времени сварочного оборудования, которое применяется для выполнения операций базового и проектного вариантов технологического процесса определяется с учётом процента планируемых потерь рабочего времени $B = 7$ %:

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

Расчёты, выполненные согласно (2) после подстановки численных значений параметров и коэффициентов из исходных данных:

$$F_{э} = 2209 \cdot (1 - 7/100) = 2054 \text{ ч.}$$

4.3 Расчёт штучного времени

Штучное время, затрачиваемое на выполнение операций технологического процесса по базовому и проектному вариантам технологии, определяем с учётом нормирования труда и результатов анализа технологических карт. Штучное время $t_{шт}$ является суммой затрат

времени: машинного (выполнение основных операций технологического процесса) времени $t_{\text{маш}}$; вспомогательного (выполнение вспомогательных и подготовительных операций технологического процесса) времени $t_{\text{всп}}$; времени обслуживания (на текущий и мелкий ремонт оборудования) $t_{\text{обсл}}$; времени $t_{\text{отд}}$ на личный отдых работников, задействованных в выполнении операций технологического процесса; подготовительно-заключительного времени $t_{\text{п-з}}$:

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

Машинное время, рассчитанное для базового и проектного вариантов технологии согласно (3), составит:

$$t_{\text{шт.баз}} = 48 \cdot (100\% + 50\% + 10\% + 10\% + 5\%) = 58,1 \text{ ч.}$$

$$t_{\text{шт.проектн.}} = 7 \cdot (100\% + 50\% + 10\% + 10\% + 5\%) = 8,5 \text{ ч.}$$

Годовая программа Π_{Γ} выполнения сварки может быть рассчитана исходя из рассчитанного согласно (2) эффективного фонда времени $F_{\text{э}}$ и согласно (3) штучного времени $t_{\text{шт}}$:

$$\Pi_{\Gamma} = F_{\text{э}} / t_{\text{шт}}. \quad (4)$$

Готовая программа для базового и проектного вариантов технологии, рассчитанная согласно (4) после подстановки численных значений:

$$\Pi_{\Gamma.\text{баз.}} = 2054/58,1 = 35 \text{ км трубопровода за год;}$$

$$\Pi_{\Gamma.\text{проектн.}} = 2054/8,5 = 242 \text{ км трубопровода за год.}$$

Расчёт экономической эффективности проектной технологии будем выполнять для годовой программы $\Pi_{\Gamma} = 70$ км трубопровода в год.

При этом необходимое количество $n_{\text{расч}}$ оборудования для выполнения операций базового и проектного вариантов технологического процесса вычисляется с учётом коэффициента $K_{\text{вн}}$ выполнения нормы (для базового и проектного варианта технологий принимаем $K_{\text{вн}} = 1,03$):

$$n_{\text{расч}} = t_{\text{шт}} \cdot \Pi_{\Gamma} / (F_{\text{э}} \cdot K_{\text{вн}}). \quad (5)$$

Требуемое количество оборудования $n_{расч}$ для базового и проектного вариантов технологии, рассчитанное согласно (5), составляет:

$$n_{РАСЧ.Б} = \frac{58,1 \cdot 70}{2054 \cdot 1,03} = 1,9, \quad n_{РАСЧ.ПП} = \frac{8,5 \cdot 70}{2054 \cdot 1,03} = 0,2.$$

Необходимое количество оборудования $n_{пр}$, которое следует задействовать в технологическом процессе по базовому и проектному вариантам, задаётся исходя из рассчитанных согласно (5) значений. На основании проведённых расчётов принимаем для базового варианта технологии - две единицы технологического оборудования ($n_{баз} = 2$), для базового и проектного варианта - одну ($n_{пр} = 1$). Коэффициент K_3 загрузки оборудования в этом случае составит:

$$K_3 = n_{расч}/n_{пр}. \quad (6)$$

Значения коэффициентов загрузки K_3 для базового и проектного вариантов технологии составляют:

$$K_{3б} = 1,92/2 = 0,96; \quad K_{3п} = 0,2/1 = 0,2.$$

4.4 Заводская себестоимость базового и проектного вариантов технологии

Выполнение дуговой сварки предусматривает расходование сварочных материалов. При ручной дуговой сварке расходным материалов будут сварочные штучные электроды.

Затраты M на сварочные материалы вычисляем с учётом нормы расходов H_p , цены материалов C_m и коэффициента $K_{тз}$ транспортно-заготовительных расходов:

$$M = C_m \cdot H_p \cdot K_{тз}, \quad (7)$$

Затраты на материалы, рассчитанные согласно (7) для базового и проектного вариантов технологии, составят:

$$M_{\text{баз.}} = M_{\text{проектн.}} = 500 \text{ руб/кг} \cdot 50 \text{ кг} \cdot 1,05 = 26250 \text{ рублей}$$

Объём основной заработной платы $Z_{\text{осн}}$ работников, занятых в выполнении операций по базовому и проектному вариантам технологии, рассчитаем с учётом штучного времени $t_{\text{шт}}$, часовой тарифной ставки $C_{\text{ч}}$ и коэффициента $K_{\text{д}}$ доплат:

$$Z_{\text{осн}} = t_{\text{шт}} \cdot C_{\text{ч}} \cdot K_{\text{д}}. \quad (8)$$

Основная заработная плата рабочих для базового и проектного вариантов технологии после подстановки значений в формулу (8) составляет:

$$Z_{\text{осн.баз.}} = 58,1 \cdot 200 \cdot 1,88 = 21826 \text{ руб.},$$

$$Z_{\text{осн.проектн.}} = 8,5 \cdot 200 \cdot 1,88 = 3185 \text{ руб.}$$

Объём дополнительной заработной платы $Z_{\text{доп}}$ работников, занятых в выполнении операций по базовому и проектному вариантам технологии, рассчитаем с учётом основной заработной платы $Z_{\text{осн}}$ и коэффициента $K_{\text{доп}}$ дополнительных доплат ($K_{\text{доп}} = 12 \%$):

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} \cdot K_{\text{доп}} / 100. \quad (9)$$

Дополнительная заработная плата $Z_{\text{доп}}$ работников, занятых в выполнении операций по базовому и проектному вариантам технологии, рассчитанная согласно (9) после подстановки значений составляет:

$$Z_{\text{доп.базов.}} = 21826 \cdot 12 / 100 = 2619 \text{ руб.},$$

$$Z_{\text{доп.проектн.}} = 3185 \cdot 12 / 100 = 382 \text{ руб.}$$

Фонд заработной платы $\Phi ЗП$ вычисляется как сумма основной $Z_{\text{осн}}$ и дополнительной $Z_{\text{доп}}$ работников, занятых в выполнении операций по базовому и проектному вариантам технологии:

$$\Phi ЗП_{\text{базов.}} = 21826 + 2619 = 24445 \text{ руб.},$$

$$\Phi ЗП_{\text{проектн.}} = 3185 + 382 = 3567 \text{ руб.}$$

Объём отчислений $O_{\text{сн}}$ из фонда заработной платы на социальные нужды определяем с учётом коэффициента $K_{\text{сн}}$ отчислений на социальные нужды:

$$O_{\text{сн}} = \Phi 3П \cdot K_{\text{сн}}/100. \quad (10)$$

Отчисления на социальные нужды по базовому и проектному вариантам технологии после подстановки в (10) соответствующих значений:

$$O_{\text{сн баз.}} = 24445 \cdot 34/100 = 7333 \text{ руб.},$$

$$O_{\text{сн проектн.}} = 3567 \cdot 34/100 = 1070 \text{ руб.}$$

Затраты $Z_{\text{об}}$ на оборудование, которое применяется для выполнения операций по базовому и проектному вариантам технологии, вычисляются как сумма затрат $A_{\text{об}}$ на амортизацию и $P_{\text{эз}}$ на электрическую энергию:

$$Z_{\text{об}} = A_{\text{об}} + P_{\text{эз}}. \quad (11)$$

Величина $A_{\text{об}}$ амортизации оборудования рассчитывается исходя из цены оборудования $C_{\text{об}}$, нормы амортизации $H_{\text{а}}$, машинного времени $t_{\text{маш}}$, и эффективного фонда времени $F_{\text{э}}$ с использованием зависимости:

$$A_{\text{об}} = \frac{C_{\text{об}} \cdot H_{\text{а}} \cdot t_{\text{МАШ}}}{F_{\text{э}} \cdot 100}. \quad (12)$$

Амортизация оборудования, которое применяется для выполнения операций по базовому и проектному вариантам технологии, после подстановки в (12) соответствующих значений, составляет:

$$A_{\text{об. баз.}} = 450000 \cdot 21,5 \cdot 58,1 / 2054 / 100 = 2734 \text{ руб.},$$

$$A_{\text{об. пр.}} = 2450000 \cdot 21,5 \cdot 8,5 / 2054 / 100 = 2172 \text{ руб.}$$

Расходы $P_{\text{эз}}$ на электрическую энергию по базовому и проектному вариантам технологии рассчитываются с учётом установленной мощности оборудования $M_{\text{уст}}$, цены электрической энергии $C_{\text{эз}}$ для предприятий, машинного времени $t_{\text{маш}}$ и КПД оборудования:

$$P_{\text{э-э}} = \frac{M_{\text{уст}} \cdot t_{\text{маш}} \cdot C_{\text{э-э}}}{\text{КПД}}. \quad (13)$$

Рассчитанные после подстановки в (13) соответствующих значений расходы на электрическую энергию по базовому и проектному вариантам технологии составляют:

$$P_{\text{ээ баз}} = 58,1 \cdot 25 \cdot 3,2 / 0,7 = 6640 \text{ руб.},$$

$$P_{\text{ээ пр}} = 8,5 \cdot 40 \cdot 3,2 / 0,7 = 1554 \text{ руб.}$$

Рассчитанные после подстановки в (11) соответствующих значений расходы на оборудование по базовому и проектному вариантам технологии составляют:

$$Z_{\text{об баз}} = 2734 + 6640 = 9374 \text{ руб.},$$

$$Z_{\text{об проектн.}} = 2172 + 1554 = 3762 \text{ руб.}$$

Технологическая себестоимость $C_{\text{тех}}$ рассчитывается как сумма затрат на материалы M , фонда заработной платы $\Phi ЗП$, отчислений на социальные нужды $O_{\text{сс}}$ и затрат на оборудование $Z_{\text{об}}$:

$$C_{\text{ТЕХ}} = M + \Phi ЗП + O_{\text{СС}} + Z_{\text{ОБ}} \quad (14)$$

Рассчитанная после подстановки в (14) соответствующих значений технологическая себестоимость по базовому и проектному вариантам технологии составляет:

$$C_{\text{ТЕХБаз.}} = 26250 + 24445 + 7333 + 9374 = 67402 \text{ руб.},$$

$$C_{\text{ТЕХПроектн.}} = 26250 + 3567 + 1070 + 3762 = 34649 \text{ руб.}$$

Цеховая себестоимость $C_{\text{цех}}$ рассчитывается с учётом технологической себестоимости $C_{\text{тех}}$, основной заработной платы $Z_{\text{осн}}$ и коэффициента $K_{\text{цех}}$ цеховых расходов:

$$C_{\text{цех}} = C_{\text{тех}} + Z_{\text{осн}} \cdot K_{\text{цех}} \quad (15)$$

Рассчитанная после подстановки в (15) соответствующих значений цеховая себестоимость по базовому и проектному вариантам технологии составляет:

$$C_{\text{ЦЕХБаз.}} = 67402 + 1,5 \cdot 21826 = 67402 + 32739 = 100114 \text{ руб.},$$

$$C_{\text{ЦЕХПроектн.}} = 34649 + 1,5 \cdot 3185 = 34649 + 4778 = 39427 \text{ руб.}$$

Заводская себестоимость $C_{зав}$ рассчитывается с учётом цеховой себестоимости $C_{цех}$, основной заработной платы $Z_{осн}$ и коэффициента $K_{зав}$ заводских расходов:

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

Рассчитанная после подстановки в (16) соответствующих значений заводская себестоимость по базовому и проектному вариантам технологии составляет:

$$C_{завБаз.} = 100114 + 1,15 \cdot 21826 = 100114 + 25100 = 125241 \text{ руб.},$$

$$C_{завПроектн.} = 39427 + 1,15 \cdot 3185 = 39427 + 3663 = 43090 \text{ руб.}$$

Калькуляция заводской себестоимости для базового и проектного вариантов технологии сведена в таблицу 13. «Данная таблица позволяет оценить затраты на реализацию базовой и проектной технологий.

Таблица 13 – Калькуляция технологической, цеховой и заводской себестоимости сварки

Наименование экономического показателя	Условное обозначение	Калькуляция, руб.	
		Базовый вариант технологии	Проектный вариант технологии
1. Затраты на материалы	<i>M</i>	26250	26250
2. Фонд заработной платы	<i>ФЗП</i>	24445	3567
3. Отчисления на соц. нужды	<i>O_{сн}</i>	7333	1070
4. Затраты на оборудование	<i>Z_{об}</i>	9374	3762
5. Технологическая себестоимость	<i>C_{тех}</i>	67402	34649
6. Цеховые расходы	<i>P_{цех}</i>	32739	4778
7. Цеховая себестоимость	<i>C_{цех}</i>	100114	39427
8. Заводские расходы	<i>P_{зав}</i>	25100	3663
9. Заводская себестоимость	<i>C_{зав}</i>	125241	43090

Данные таблицы позволяют судить об экономической эффективности проектной технологии» [11]. Таким образом, на основании данных таблицы 13 можно заключить, что внедрение проектной технологии позволяет значительно уменьшить затраты и себестоимость сварки.

4.5 Капитальные затраты по базовому и проектному вариантам технологии

Капитальные затраты $K_{\text{общ. б.}}$ для базового варианта технологии рассчитываем с учётом остаточной стоимости оборудования $\Pi_{\text{об.б.}}$, коэффициента загрузки оборудования $K_{з. б.}$ рассчитанного для базового варианта согласно (6):

$$K_{\text{общ. б.}} = \Pi_{\text{ОБ.Б}} \cdot K_{з.б.} \quad (17)$$

Остаточную стоимость $\Pi_{\text{об.б.}}$ оборудования для базового варианта рассчитаем с учётом рыночной стоимости оборудования $\Pi_{\text{перв.}}$, срока службы оборудования T_c и нормы амортизации H_a оборудования:

$$\Pi_{\text{об.б.}} = \Pi_{\text{ПЕРВ.}} - (\Pi_{\text{ПЕРВ.}} \cdot T_{\text{СЛ}} \cdot H_A / 100). \quad (18)$$

Остаточная стоимость оборудования, рассчитанная после подстановки в (18) соответствующих значений, составляет:

$$\Pi_{\text{ОБ.Баз.}} = 450000 - (450000 \cdot 2 \cdot 21,5 / 100) = 256500 \text{ руб.},$$

$$K_{\text{ОБЩБаз.}} = 2 \cdot 256500 \cdot 0,96 = 492480 \text{ руб.}$$

Капитальные затраты $K_{\text{общ. пр.}}$ для проектного варианта технологии рассчитываем как сумму вложений в оборудование $K_{\text{об. пр.}}$, вложений в производственные площади $K_{\text{пл. пр.}}$, сопутствующих вложений $K_{\text{соп.}}$:

$$K_{\text{общ. пр.}} = K_{\text{об. пр.}} + K_{\text{пл. пр.}} + K_{\text{соп.}} \quad (19)$$

Капитальные вложения $K_{\text{об. пр.}}$ в оборудование для выполнения операций по проектному варианту технологии рассчитываются с учётом цены оборудования $\Pi_{\text{об. пр.}}$, коэффициента транспортно-заготовительных расходов $K_{\text{тз}}$ и коэффициента загрузки оборудования $K_{\text{зп}}$ по проектному варианту:

$$K_{\text{об. пр.}} = \Pi_{\text{об. пр.}} \cdot K_{\text{тз}} \cdot K_{\text{зп}} \quad (20)$$

Величина капитальных вложений в оборудование после подстановки в (20) соответствующих значений составляет:

$$K_{\text{об.пр.}} = 2450000 \cdot 1,05 \cdot 0,23 = 591675 \text{ руб.}$$

Сопутствующие капитальные вложения $K_{\text{соп.}}$ по проектному варианту технологии рассчитываются с учётом расходов на демонтаж $K_{\text{дем}}$ базового оборудования и расходов на монтаж $K_{\text{монт}}$ проектного оборудования:

$$K_{\text{соп.}} = K_{\text{дем}} + K_{\text{монт}}. \quad (21)$$

Расходы на демонтаж $K_{\text{дем}}$ и монтаж $K_{\text{монт}}$ рассчитываем с учётом стоимости оборудования $C_{\text{б}}$ и $C_{\text{пр}}$ по базовому и проектному вариантам, коэффициентов $K_{\text{д}}$ и $K_{\text{м}}$ на демонтаж и монтаж оборудования:

$$K_{\text{дем}} = C_{\text{об. б.}} \cdot K_{\text{д}}, \quad (22)$$

$$K_{\text{монт}} = C_{\text{об. пр.}} \cdot K_{\text{м}}. \quad (23)$$

Сопутствующие капитальные вложения при проектном варианте технологии, рассчитанные после подстановки в (21), (22) и (23) соответствующих значений:

$$K_{\text{дем}} = 2 \cdot 450000 \cdot 0,05 = 45000 \text{ руб.},$$

$$K_{\text{монт}} = 2450000 \cdot 0,05 = 122500 \text{ руб.},$$

$$K_{\text{соп.}} = 45000 + 122500 = 167500 \text{ руб.}$$

Капитальные затраты для проектного варианта, рассчитанные после подстановки в (19) соответствующих значений:

$$K_{\text{общ.пр.}} = 591675 + 167500 = 759175 \text{ руб.}$$

Дополнительные капитальные вложения $K_{\text{доп}}$ рассчитываем исходя из капитальных затрат $K_{\text{общ.пр.}}$ и $K_{\text{общ.б.}}$ для проектного и базового вариантов технологии:

$$K_{\text{доп}} = K_{\text{общ.пр.}} - K_{\text{общ.б.}}: \quad (24)$$

$$K_{\text{доп}} = 759175 - 492480 = 266695 \text{ руб.}$$

Величину удельных капитальных вложений $K_{уд}$ рассчитываем с учётом годовой программы Π_T :

$$K_{уд} = \frac{K_{общ.}}{\Pi_T}, \quad (25)$$

После подстановки в (25) соответствующих значений:

$$K_{удБаз.} = 492480/70 = 7035 \text{ руб./ 1 км трубопровода;}$$

$$K_{удПроектн.} = 759175/70 = 10845 \text{ руб./ 1 км трубопровода}$$

4.6 Показатели экономической эффективности

Расчёт снижения трудоёмкости $\Delta t_{шт}$ при внедрении в производство проектной технологии выполним с учётом штучного времени $t_{шт.б.}$ и $t_{шт.пр.}$ по базовому и проектному вариантам:

$$\Delta t_{шт} = \frac{t_{штБ} - t_{штПР}}{t_{штБ}} \cdot 100\% \quad (26)$$

Расчётное снижение трудоёмкости согласно (26) составило:

$$\Delta t_{шт} = \frac{58,1 - 8,5}{58,1} \cdot 100\% = 85\%$$

Расчёт повышения производительности труда Π_T при внедрении в производство проектной технологии выполним с учётом рассчитанного выше снижения трудоёмкости $\Delta t_{шт}$:

$$\Pi_T = \frac{100 \cdot \Delta t_{шт}}{100 - \Delta t_{шт}} \quad (27)$$

Расчётное повышение производительности труда согласно (27) составило:

$$\Pi_T = \frac{100 \cdot 85}{100 - 85} = 567\%$$

Расчёт снижения технологической себестоимости $\Delta C_{\text{ТЕХ}}$ при внедрении в производство проектной технологии выполняется по формуле:

$$\Delta C_{\text{ТЕХ}} = \frac{C_{\text{ТЕХБ}} - C_{\text{ТЕХПР}}}{C_{\text{ТЕХБ}}} \cdot 100\% \quad (28)$$

Расчётное снижение технологической себестоимости согласно (28) составило:

$$\Delta C_{\text{ТЕХ}} = \frac{67402 - 34649}{67402} \cdot 100\% = 49\%$$

Расчёт условно-годовой экономии $\text{Пр}_{\text{ож}}$ (ожидаемой прибыли), которая может быть получена при принятии проектной технологии, выполним следующим образом:

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

Ожидаемая прибыль после подстановки в (29) соответствующих значений составила:

$$\text{Э}_{\text{у.г.}} = (125241 - 43090) \cdot 70 = 5750570 \text{ руб.}$$

Срок окупаемости $T_{\text{ок}}$ дополнительных капитальных вложений определим следующим образом:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{доп}}}{\text{Э}_{\text{уГ}}} \quad (30)$$

Срок окупаемости после подстановки в (30) соответствующих значений составил:

$$T_{\text{ок}} = 266695 / 5750570 = 0,1 \text{ года}$$

Годовой экономический эффект Э_{Γ} , получаемый при принятии проектной технологии определим следующим образом:

$$\text{Э}_{\Gamma} = \text{Э}_{\text{уГ}} - E_{\text{н}} \cdot K_{\text{доп}} \quad (31)$$

Годовой экономический эффект после подстановки в (31) соответствующих значений составил:

$$\text{Эг} = 5750570 - 0,33 \cdot 266695 = 5662561 \text{ руб.}$$

Выводы по экономическому разделу

При выполнении базовой технологии ремонтной сварки магистрального трубопровода с применением классического контроля качества затрачивается значительное время. Применение дальнедействующего контроля состояния трубопроводов позволяет существенно увеличить производительность проведения ремонтной сварки магистрального трубопровода.

Выполнение экономических расчётов позволило выявить экономическую эффективность проектной технологии: уменьшение трудоемкости на 85 %, повышение производительности труда на 567 %, уменьшение технологической себестоимости на 49 %.

Условно-годовая экономия при внедрении проектной технологии составляет 5,75 млн. рублей.

Годовой экономический эффект при внедрении проектной технологии составляет 5,66 млн. рублей.

Срок окупаемости капитальных затрат составляет 0,1 года.

Вышеизложенное позволяет сделать вывод о высокой экономической эффективности проектной технологии.

Заключение

В настоящей выпускной квалификационной работе поставлена цель – повышение производительности и достоверности контроля состояния длительно эксплуатируемых магистральных газопроводов.

Объектом исследования в рассматриваемом случае выступает длительно эксплуатируемый магистральный газопровод диаметром 1024 мм, на всём протяжении которого следует обнаруживать и исправлять различного рода дефекты, образовавшиеся в процессе длительной эксплуатации.

Технология ремонтной сварки трубопровода предусматривает последовательное выполнение операций: зачистка дефектного участка газопровода, предварительный подогрев места ремонтной сварки, заполнение выборки при помощи ручной дуговой сварки, механическая обработка заплавленной выборки, контроль качества ремонтной сварки.

Для повышения производительности и достоверности оценки состояния длительно эксплуатируемых газопроводов предложено применить дальнедействующий ультразвуковой контроль, позволяющий обнаруживать дефекты на участке трубопровода длиной несколько десятков метров.

Для уточнения площади и величины поражения стенки трубы предложено использовать комплексную методику, предусматривающую использование дальнедействующего ультразвукового контроля и ультразвуковой толщинометрии.

Изучение особенностей технологического процесса ремонтной сварки позволило идентифицировать опасные и вредные производственные факторы. На основании этих выделенных факторов предложен ряд стандартных средств и методик, позволяющих устранить опасный фактор или уменьшить его влияние на персонал до приемлемого уровня.

Годовой экономический эффект при внедрении проектной технологии составляет 5,66 млн. рублей.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Абакумов А. А. Магнитная диагностика газонефтепроводов. – Москва: Энергоатомиздат, 2001. 434 с.
2. Ботвина Л. Р., Кушнарченко В. М., Тютин М. Р. Стадийность процесса разрушения и остаточная прочность трубной стали после длительной эксплуатации // Физическая мезомеханика. 2021. № 3. С. 50–61.
3. Варламов Д. П., Дедешко В. Н., Канайкин В. А., Стеклов О.И. Повышение надежности магистральных газопроводов при использовании многократной внутритрубной дефектоскопии // Автоматическая сварка. 2012. № 3. С.28–34.
4. Варламов Д. П., Канайкин В. А., Матвиенко А. Ф. Мониторинг дефектности магистральных газопроводов. Екатеринбург: УрО РАН, 2008. 120 с.
5. Варламов Д. П., Канайкин В. А., Матвиенко А. Ф. Анализ стресс-коррозионной дефектности магистральных газопроводов. Екатеринбург, 2010. 190 с.
6. Великоиваненко Е. А., Розынка Г. Ф., Миленин А. С., Пивторак Н. И. Оценка работоспособности магистрального трубопровода с локальным утонением стенки при ремонте дуговой наплавкой // Автоматическая сварка. 2015. № 1. С. 22–27.
7. Горина Л. Н. Обеспечение безопасных условий труда на производстве: учебное пособие. Тольятти : ТолПИ, 2000. 68 с.
8. ГОСТ 20295-85 Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия
9. Икэда Т., Канэхара Р., Миядзава М. Техника контроля направленными волнами для эксплуатационного контроля заводских трубопроводов // Hinakai Kensa. – 2005. – № 11. – С. 595–599.
10. Клюев В.В., Мужичкий В. Ф., Горкунов Э. С., Щербинин В. Е. Неразрушающий контроль. Справочник в 8 томах. М. : Спектр, 2010.

11. Краснопевцева И. В. Экономическая часть дипломного проекта : метод. указания. Тольятти : ТГУ, 2008. 38 с.
12. Мазур И. И. Иванцов О. М. Безопасность трубопроводных систем. М. : ИЦ «Елина», 2004. 1104 с.
13. Махненко В. И., Бут В. С., Великоиваненко Е. А. Математическое моделирование язвенных дефектов в действующих нефте- и газопроводах и разработка численного метода оценки допустимых режимов дуговой заварки дефектов // Автоматическая сварка. 2001. № 11. С. 3–10.
14. Недосека А. Я., Недосека С. А. Об оценке надёжности эксплуатирующихся конструкций // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. 2010. № 2. С. 7–17.
15. Недосека А. Я., Об оценке надёжности эксплуатирующихся конструкций / А.Я. Недосека, С.А. Недосека // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. – 2010. – № 2. – С. 7–17.
16. Патон Б. Е., Троицкий В. А. Основные направления работ ИЭС им. Е.О. Патона в совершенствовании неразрушающего контроля сварных соединений. Сб. материалов 8-й Национальной конференции УкрNDT. С. 8–28.
17. Поляков С. Г., Ныркова Л. И., Мельничук С. Л., Гапула Н. А. Диагностика коррозионного состояния внутренней поверхности магистрального нефтепровода // Автоматическая сварка. 2010. № 12. С. 24–28.
18. Поляков С. Г., Ныркова Л. И., Мельничук С. Л. Методический подход к изучению внутренней коррозии магистральных нефтепроводов // Физ.-хим. мех. материалов. 2008. № 7. С. 756–760.
19. Салюков В. В., Харионовский В. В. Магистральные газопроводы. Диагностика и управление техническим состоянием. М. : Недра, 2016. 213 с.
20. Сараев Ю. Н., Безбородов В. П., Тютев А. В. Повышение механических свойств и структура неразъемных соединений труб нефте- и

газопроводов из низколегированных марганцовистых сталей после импульсной сварки // Технология машиностроения. 2003. № 6. С. 41–44.

21. Саража С. В. Внедрение новой концепции диагностики технологических трубопроводов в ОАО «Самотлорнефтегаз» // Территория NDT. 2013. № 4. С. 36–41.

22. Стеклов, О.И. Стойкость материалов и конструкций к коррозии под напряжением. М. : Машиностроение, 1990. 384 с.

23. Тощевиков В. М., Зембеков Н. С. Перспективы применения бесконтактной магнитометрической диагностики (БМД) нефтепромысловых трубопроводов // Промышленная экологическая безопасность. Охрана труда. 2007. № 11. С. 17–21.

24. Тощевиков В. М., Зембаков Н. С. Перспективы применения бесконтактной магнитометрической диагностики (БМД) нефтепромысловых трубопроводов // Промышленная экологическая безопасность. Охрана труда. 2007. № 11. С. 17–21.

25. Трепова С. Ю., Безбородов В. П., Тютев А. В., Никонова И. В. Влияние режима импульсной сварки на структуру и свойства сварных соединений марганцовистых сталей // Известия Томского политехнического университета. 2004. № 6. С. 102–104.

26. Троицкий В. А., Бондаренко А. И., Троицкая Н. В., Шекеро А. Л. О коллективном проекте стран Европы по мониторингу состояния объектов посредством дальнедействующего ультразвука (LRUCM) // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. 2007. № 1. С. 17–23.

27. Троицкий В. А. Мониторинг технического состояния магистральных трубопроводов // Автоматическая сварка. 2017. № 3. С. 29–39.

28. Хариновский В. В. Работоспособность газопроводов с большими сроками эксплуатации // Газовая промышленность. 2017. № 5. С. 56–61.

29. Харионовский В. В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов. М. : Недра, 2000. 467 с.

30. Юхимец П. С., Гарф Э. Ф., Нехотящий В. А. Экспериментальное обоснование метода расчёта остаточного ресурса трубопроводов с коррозионными повреждениями // Автоматическая сварка. 2005. № 11. С. 17–21.

31. Amend B., Bruce W.A. Welding on in-service pipelines: dispelling popular myths and misconceptions // Welding Assoc. J. 2013. № 2. P. 30–39.

32. LaMorte C.R., Boring M., Porter N. Advanced welding repair and remediation methods for in-service pipelines. Final Report. Columbus: EWI, 2007. 283 p.

33. Long Lange Ultrasonic test system // Section 1. System Overview and Principles of Operation. – Sept., 2004. 6 с.

34. Mudge P. J., Lank A. M., Allyn D. N. A long range method of the detection of corrosion under insulation in process pipework // Thepmie Project: OG474/94, 5 th European Union Hydrocarbons Symposium, Edinburg, 26–28 Nov., 1996.