

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)

15.04.01 Машиностроение

(код и наименование направления подготовки)

Производство и ремонт сварных конструкций газонефтехимического оборудования

(направленность (профиль))

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему «Влияние коррозии внутренних стенок нефтепровода на разрушение металла»

Обучающийся

А.Р. Казымов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Научный  
руководитель

к.т.н., доцент, Г.М. Короткова

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Консультант

д.с-х.н., доц., Н.В. Шелепина

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2023

## Содержание

Введение.....	3
1 Анализ исходных данных.....	5
1.1 Описание участка нефтепровода «Нижневартовск-Курган-Куйбышев»	5
1.2 Свойства материала нефтепровода .....	7
1.3 Внутренняя коррозия трубопроводов .....	11
1.4 Способы диагностики при внутритрубной коррозии нефтепровода.....	14
2 Повышение срока эксплуатации нефтепровода.....	17
2.1 Катодная защита от почвенной коррозии.....	18
2.2 Защита внутренних стенок трубопровода от коррозии .....	25
2.3 Диагностика износа нефтепровода длительной эксплуатации .....	27
2.3.1 Определение скорости коррозии .....	33
2.3.2 Определение суммарной площади дефекта .....	35
3 Разработка технологии восстановления магистрального нефтепровода ...	37
3.1 Выбор технологии восстановления нефтепровода.....	37
3.2 Обоснование выбора сварочного оборудования и материалов.....	40
3.3 Проектирование технологии восстановления нефтепровода $d=1220$ мм в монтажных условиях .....	46
3.3.1 Подготовительные работы .....	47
3.3.2 Сборка стыка трубы .....	52
3.3.3 Сварка стыка трубы .....	55
3.3.4 Контроль качества.....	57
4 Безопасность и экологичность принятых решений.....	59
Заключение .....	68
Список используемых источников.....	71

## Введение

Значительные части объемов добываемой нефти в России доставляются потребителям трубопроводным транспортом. Задача обеспечения наибольшей надежности трубопровода и бесперебойности его работы постоянно располагается в поле зрения инженерного также управляющего его состава отрасли.

Ежегодно на нефтепромысловых трубопроводах в России совершается приблизительно 60 тысяч отказов, около 90% отказов – коррозионные повреждения.

Исследования явно дали понять, что разрушение внутренних стенок нефтепровода связаны с коррозией.

Сооружение магистральных нефтепродуктопроводов впервые появились в 1960х годах Советский Союз в то время решал такие проблемы, как снабжение топливом военных баз и экспорт очищенных нефтепродуктов в соседние страны. У ученых в сфере нефтепроводов появились вопросы по временной части эксплуатации магистральных трубопроводов, так как большое количество вышло из поставленных сроков, что могут вызвать последствия.

Механические дефекты, прочие очевидные и скрытые недостатки труб призывают неотложного ремонта, в единичных случаях нужна замена участка трубопровода.

В случае если неосуществимо остановить транспортировку рабочей среды, то нужно осуществлять ремонтные работы на инженерных устройствах под давлением.

В данном случае замена и в том числе незначительные восстановительные работы связаны с различными видами трудностей,

которые должны иметь особенный подход для использования специализированных способов, а также оборудования.

Серьезным шагом будет являться полной замены трубопроводов, так потребуется большое количество денежных средств, а также рабочей силы, времени, ввиду того, что трубы не вышли из строя и находятся в полном рабочем состоянии. Ввиду чего рациональным решением будет постоянное ТО (техническое обслуживание), что будет включать в себя большое количество диагностик, для увеличения срока пригодности данных труб.

Использование нового концепта представляет из себя, применение внутритрубных снарядов для нахождения очага проблем, дефектов и повреждений материал труб и их сварных соединений на внутренних стенках труб нефтепровода.

Рациональным решением будет транспортировка углеводородного исходного материала, на данный период времени является результативным, экономичным, а также считается общепризнанным фактом.

Трубопроводные транспорты является международным каноном эталона менее вредоносным на окружающую среду, но имеет и обратную сторону при авариях, так как имеет большой ущерб, а именно в сфере экологии и экономики поэтому вопрос надежности магистральных трубопроводов является одним из основных для Государственного надзора по промышленности, пожарной и экологической безопасности.

Поэтому вопрос надежности магистральных трубопроводов является одним из основных для Государственного надзора по промышленности, пожарной и экологической безопасности.

В связи с этим, цель магистерской работы: изучив влияние коррозии внутренних стенок нефтепровода, используя современное оборудование диагностики дефектов, увеличить срок безаварийной службы магистральных нефтепроводов.

## **1 Анализ исходных данных**

### **1.1 Описание участка нефтепровода «Нижевартовск-Курган-Куйбышев»**

Исследование по теме магистерской диссертации проведено на базе нефтепровода «Нижевартовск-Курган-Куйбышев». Диаметр труб нефтепровода - 1220 мм, S=12мм, ст. 17Г1С-У.

Нефтепровод «Нижевартовск-Курган-Куйбышев» - это часть системы, соединяющей магистральные нефтепроводы фирмы «АК «Транснефть». Внешний вид участка нефтепровода №41 приведен на рисунке 1.



Рисунок 1- Внешний вид участка № 41 нефтепровода «Нижевартовск-Курган-Куйбышев» при проведении ремонтных работ

В процессе исследований, проведенных на участке № 41 выявлены значительные количественные дефекты. На участке № 41 зарегистрированы следующие дефекты:

- Внутренняя и внешняя потери металла: коррозионные дефекты стенки трубы;
- Расслоения;
- Включения;
- Дефекты геометрии трубы (вмятины и гофры);
- Аномалии продольных и поперечных швов, классифицированные как смещения;
- Несплошности плоскостного типа (непровары, трещины, несплавления).

«Из всех повреждений около 90% - коррозионный дефект (утрата металла) и 80% по статистике это не особо большие геометрического размера повреждения, как согласно по масштабам меньше 20% толщины стенок трубопровода»[29]

В ходе исследования на участке нефтепровода было обнаружено неравномерное распределение повреждений по длине трубопровода, что соответствует разному возрасту труб, находящихся в эксплуатации. Основная часть дефектов, обнаруженных на первом промежуточном участке, свидетельствует о значительном количестве лет трубы, так как расположена в нижней части трубы. Это взаимосвязано с вынужденной остановкой трубопровода. В то время как вода растворяется в перекачиваемом продукте, она выпадает в осадок и способствует интенсификации процесса коррозии.

Об этом свидетельствует равномерное распределение повреждений по окружности трубы в области короткого срока службы (участок Б и В), характеризующееся малым количеством дефектов (рисунок 2). Наиболее приемлемым условием для его возникновения считается равномерный

коррозионный износ. Согласно сведениям внутритрубного диагностического изучения, установлено распределение повреждений.

Один из самых опасных дефектов считается несплошность материала типа трещин. Подобные дефекты могут быть как поверхностные с наружной поверхности трубы, так и с внутренней поверхности трубы, а также сквозные и подповерхностные.

Ремонт таких дефектов начинается с оценки возможности перевода дефекта из типа не допустимой трещины в объемное повреждение канавочного вида, находящийся вдоль образующей трубы или вдоль окружности при глубине.

Постройка нефтепроводов до 1990 года проводилась без использования активной антикоррозионной защиты. Не активная защита представляет собой битумную изоляцию, качество которой желательно иметь лучше. Следует учесть тот факт, что соседство созданных нефтепроводов вместе с линиями электропередач и железными путями, собственно способно являться причиной воздействия блуждающих токов в трубы нефтепровода. Такие токи сильно изнашивают нефтетрубопроводы за счет уноса вместе поверхностью частей металла.

## **1.2 Свойства материала нефтепровода**

Магистральные нефтепроводы – это инженерные сооружения, которые состоят из подземных, подводных, наземных и надземных трубопроводов. С ними объединены нефтеперекачивающие станции, приёмосдаточные пункты, нефтебазы для хранения нефти, которые обеспечивают транспортировку, приемку, а также сдачу нефти потребителям.

По магистральным нефтепроводам нефтепродукты транспортируются на определенные расстояния, часто длиной до двух тысяч километров.

Диаметры магистральных нефтепроводов от 200 до 1200мм, давление обычно 5 Мн/см<sup>2</sup>. Подводящий нефтепровод предназначен для транспортировки нефтепродуктов с нефтеперерабатывающих заводов на головные сооружения магистральных нефтепродуктопроводов. Они обладают протяжённостью до некоторых 10-ов километров. Главные характеристики магистральных нефтепроводов:

- Протяженность;
- Производительность;
- Диаметр трубопровода  $d = 1220\text{мм}$ ;
- Толщина стенки трубы  $S = 12\text{мм}$ ;
- Давление 5Мпа;
- Число перекачивающих станций.

Первоначальные 2 параметра указываются, другие формируются расчетами. С целью сооружения нефтепровода применяются трубы из низколегированной стали углеродистой, но в основном это сварные трубы с продольными и спиральными швами. Когда рассчитывается магистральный нефтепровод огромную роль играет вязкость и плотность перекачиваемых нефтепродуктов.

С целью защиты труб от почвенного процесса коррозии и блуждающих токов используют изоляцию против коррозии и защиту электрохимическим методом, а именно – катодную защиту, электродренаж и электрополяризованные протекторы. Линейные секущие задвижки устанавливаются по всей длине нефтепровода, расстояние установки задвижек определяется с учетом рельефа местности. Однако расстояние между задвижками должно быть не больше двадцати километров. Во время перекачивания используют подогрев нефти на станциях перекачки, а также на промежуточном пункте подогрева.



Структура магистральных нефтепроводов содержат в себе линейные сооружения, головные и промежуточные перекачивающие, также наливные насосные станции, и резервуарные парки.

«Линейные сооружения включают в себя: трубопровод (от места выхода с промысла подготовленной к дальнему транспорту товарной нефти) с ответвлениями и лупингами, запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами подключения нефтеперекачивающих станций, узлами пуска и приема очистных устройств и разделителей при последовательной перекачке, установки электрохимической защиты трубопроводов от коррозии, линии и сооружения технологической связи, средства телемеханики трубопровода, линии электропередачи, предназначенные для обслуживания трубопроводов, и устройства электроснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установками электрохимической защиты трубопроводов; противопожарные средства, противокоррозионные и защитные сооружения трубопровода; емкости для хранения и разгазирования конденсата, земляные амбары для аварийного выпуска нефти, здания и сооружения линейной службы эксплуатации трубопроводов; постоянные дороги и вертолетные площадки, расположенные вдоль трассы трубопровода, и подъезды к ним, опознавательные и сигнальные знаки местонахождения трубопровода; пункты подогрева нефти указатели»[2].

В основном магистральный трубопровод углубляют в грунт как правило на глубину 0,8 метров до верхней составляющей трубы, если наименьшая или же наибольшая углубленность заложения никак не диктуется специальными геологическими аспектами или же потребностью поддержки температуры перекачиваемого продукта на конкретном уровне. Магистральные трубопроводы применяются сварные или цельнотянутые трубы, у таких труб диаметры приблизительно 300-1400мм, а толщина стенок

труб устанавливается проектными давлениями в трубопроводе, которое способно достигать десять Мпа. На участке №41 нефтепровода используется труба  $d = 1220\text{мм}$ .

Трубы в нефтепроводах изготовлены из стали 17Г1С-У (ГОСТ 20295-85) класс прочности трубы К52, толщина стенки 12мм.

Сталь 17Г1С применяется в производстве сварных стальных конструкций, используемых под давлением в диапазоне температур от  $-40^{\circ}\text{C}$  до  $475^{\circ}\text{C}$ . Эта сталь также используется при строительстве технических трубопроводов, транспортирующих пар и горячую воду при температуре ниже  $350^{\circ}\text{C}$  и давлением выше 2,2 Мпа. Данная сталь используется при строительстве крупных нефте- и газопроводов с трубами класса прочности К52 (прямошовные трубы).

Равная прочность металла шва и основного металла может быть достигнута за счет легирования шва элементами, прошедшими из основного металла. Кроме того, повышение прочности металла шва, а также увеличение его стойкости к слабому разрушению также возможно достигнуто за счет дополнительного легирования металла шва при помощи сварочной проволоки.

Стойкость можно повысить за счет понижения содержания углерода и серы в металле шва, что добивается с помощью применения сварочной проволоки с пониженным содержанием серы и углерода. Правильный выбор процедуры сварки, обеспечение надлежащей последовательности сварки и хорошей геометрии шва оказывают значительное влияние на прочность сварного соединения.

Таблица 1 – Химический состав в % стали 17Г1С

«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»[1]

Таблица 2 – Механические свойства при T = 20° С стали 17Г1С

Сортамент	$\sigma_B$	$\sigma_T$	d <sub>5</sub>	KCU
-	МПа	МПа	%	кДж / м <sup>2</sup>
Лист	510	345...355	23	390...440
Трубы	490	343	20	-

На участке №41 используются электросварные прямошовные трубы.

### 1.3 Внутренняя коррозия трубопроводов

Каждый год в России происходит около 60тыс. отказов в нефтепромысловых трубопроводах примерно 90% отказов связано с коррозионными повреждениями.

Более половины аварий происходит в системах сбора нефти, а 30-35% на инженерные коммуникации по поддержанию пластового давления.

По официальным данным, до 43% не выдерживают и пяти лет, а 18% не проработают и двух лет. В общей сложности каждый год нефтепромысловая сеть потребляет около 7 тысяч километров труб.

В курсе очистки трубопроводов вопросы коррозии и борьбы с коррозией рассматриваются по следующим причинам:

- при очистке трубопроводов необходимо учитывать наличие на трубопроводе оборудования для дозирования реагентов;

– при проведении работ по очистке трубопроводов необходимо учитывать наличие на трубопроводе оборудования для мониторинга коррозии;

– предварительная очистка трубопроводов может входить в состав мероприятий по ингибиторной защите трубопроводов.

«По виду разрушения поверхности металла различают (рисунок 3):

– Равномерная коррозия, распределенная равномерно по поверхности металла (ржавление железа, потускнение серебра);

– Местную или же локальную коррозию, то есть сосредоточенную на отдельных участках поверхности;

– Межкристаллитная коррозия – характеризующуюся разрушением металла по границам кристаллов. Процесс проходит стремительно, глубоко и вызывает катастрофическое разрушение;

– Избирательную коррозию – избирательно растворяется один или несколько компонентов сплава, уже после чего остается пористый остаток, который сохраняет форму и кажется неповрежденным;

– Коррозионное растрескивание совершается, в случае если металл подвергается постоянному растягивающему напряжению в коррозионной среде»[26]

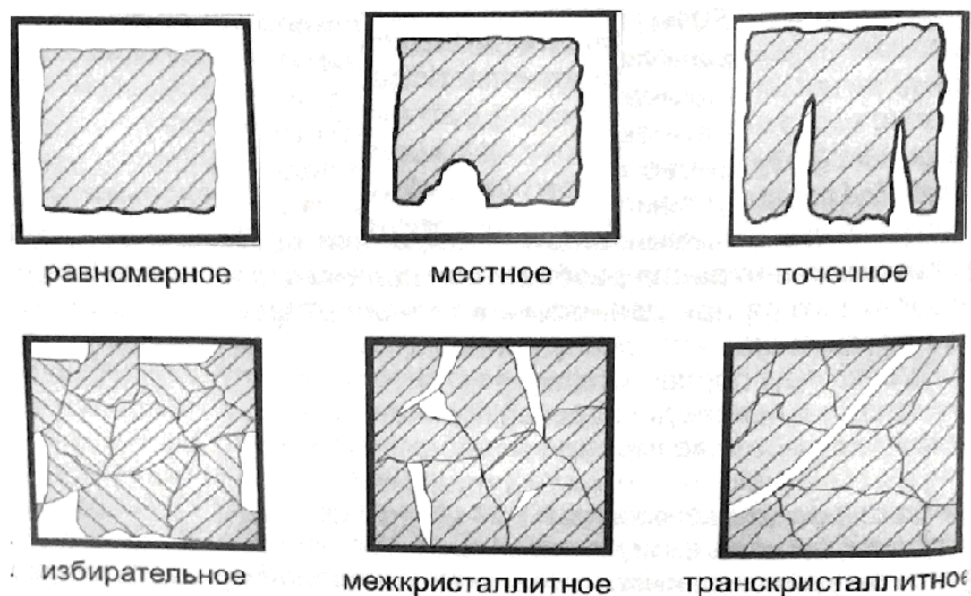


Рисунок 2 – Виды коррозионных разрушений

На рисунке 2 равномерное, местное и точечное разрушение приведено для внутренней стенки трубопровода.

В соответствии с РД к дефектным участкам труб относятся участки с коррозионными повреждениями и участки с более чем одним типом дефекта в теле трубы. «Два или более дефекта разных типов являются составными дефектами, если кратчайшее дистанция от границы одного дефекта вплоть до границы другого дефекта меньше или же равно значения четырёх толщин стенки трубы»[3]

Прочность и долговечность труб и сварных соединений необходимо производить с учетом коррозионных повреждений и объединенных потерей металла [3,4]. Как правило, каждый металл по своей природе обладает определенными характеристиками (прочность, твердость и др.).

Существуют методы повышения стойкости конструкций, учитывающих свойства металла и технологию изготовления сварной конструкции. Известно, что средняя скорость коррозии основного металла составляет 0,20 мм/год. Установлено, что применяемые способы сварки мало

вливают на коррозионные свойства основного металла [5]. Для определения потери толщины стенки трубы основного металла из-за коррозии внутренних стенок необходимо периодически выявлять величину внутреннего проходного сечения трубы. Поэтому на каждый нефтепровод следует разрабатывать индивидуальную программу диагностики технического состояния нефтепровода, чтобы предотвратить аварийную ситуацию.

#### **1.4 Способы диагностики при внутритрубной коррозии нефтепровода**

Длительность эксплуатации нефтепровода без аварий зависит от многих факторов. Прежде всего, должна быть разработана программа диагностики для конкретного участка нефтепровода, которая связана с условиями эксплуатации. Программой предусматриваются сроки контроля. Так применяя ультразвуковой контроль, определяется через, сколько мм вдоль образующей трубы проводятся измерения и через сколько мм по окружности ведется контроль. На основании полученных данных определяется состояние трубопровода.

Учитывая возникновение коррозии внутренних стенок нефтепровода и уменьшения толщины стенок, на трубопроводах применяют толщиномеры., для которых также необходимо разрабатывать программу контроля толщины стенок.

Для контроля толщины стенок применяют датчики Холла.

Ученые «НПО ЦНИИТМАШа», которое входит в машиностроительного дивизиона «Росатома» предложили увеличить срок эксплуатации трубопровода за счет материала трубы, который обеспечит высокий уровень коррозионной стойкости в воде и в земле при широком диапазоне температур. Проведя целый ряд исследований ученые «НПО

ЦНИИТМАШа», установили высокую стойкость к питтинговой и межкристаллитной коррозии, стойкость против растрескивания под напряжением и высокие прочностные свойства дуплексных нержавеющей сталей определенного химического состава. Разработанные стали способны обеспечить проектный ресурс работы трубопроводов. Из разработанной стали изготовлены трубопроводы, испытания которых успешно прошло на АЭС «Эль -Дабба» [журнал «сварщик в России»].

В данном случае на участке № 41 используются ст.17Г1С. Однако работы по замене материала трубопровода проводятся и показывают хорошие результаты.

В тех случаях, когда дефекты обнаружены и принято решение восстанавливать трубопровод, используется робот- диагност (рисунок 3).



Рисунок 3- Внешний вид робота- диагноста

На рисунке 4 изображены результаты обследований как видят операторы.

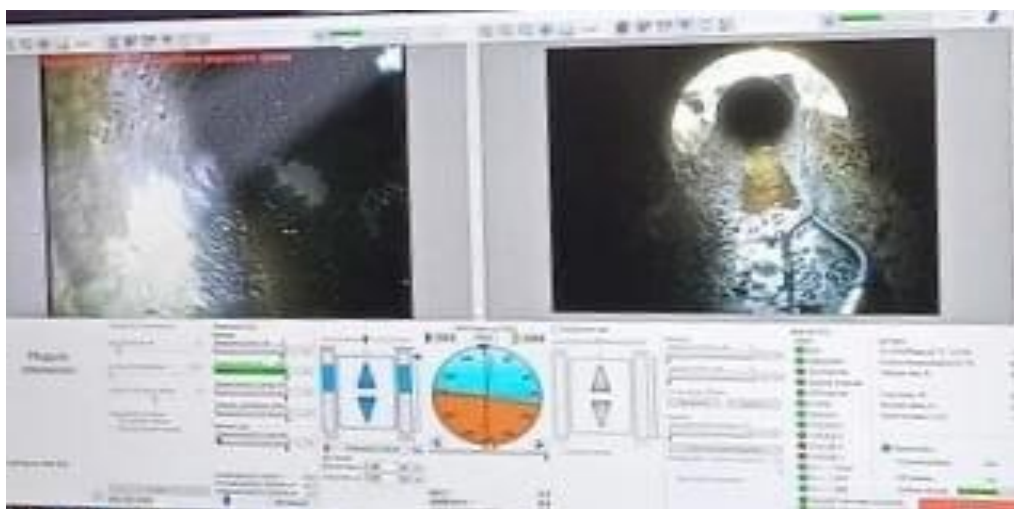


Рисунок 4 – Результаты обследований

Робот- диагност проводит внутритрубную диагностику с помощью управляемого робота – диагноста. Управляемый оператором робот – диагност проводит проверку трубы методом переменного намагничивания, которая разработана в Санкт-Петербурге. Робот – диагност погружается внутри трубы, подготовленной для контроля и перемещается со скоростью 40м/ч на расстояние 300м в одну и другую сторону. Робот перемещается импульсами. На каждой остановке проводит сканирование. Так определяется толщина стенок трубы. Результат сканирования выводится на экран. Для участка № 41 контроль целесообразнее проводить толщиномерами.

Проведенный анализ исходных данных позволяет сформулировать задачи работы:

- Определить объем дефектов связанных с коррозией стенок нефтепровода;
- Обосновать выбор методов диагностики с учетом коррозии внутренних стенок нефтепровода;
- Разработать методы проектирования ремонтной сварки нефтепроводов.



## 2 Повышение срока эксплуатации нефтепровода

«В наши дни остро стоит проблема технического износа нефтяных трубопроводов. Большая часть нефтегазовых сооружений выработала плановый ресурс более чем на 50 процентов. Около 25 процентов газопроводов работают больше 20 лет, 50 процентов – от 10 до 20 лет, а 5 процентов вообще превысили нормативный резерв – 33 года. По магистральным нефтепроводам показатели тоже неутешительны: свыше 30 лет – 26 процентов, от 20 до 30 лет – 30; от 10 до 20 лет – 34 процента, до 10 лет только 10 процентов.

Свой плановый ресурс уже выработало и более половины резервуарного парка. Более половины российских трубопроводов требует капитального ремонта. Основная причина отказов нефтегазовых сооружений – коррозионный фактор. В России 40-50 процентов машин и сооружений работают в агрессивных средах, 30 процентов – в слабоагрессивных, и только около 10 процентов не требуют активной антикоррозийной защиты. На внутрипромысловых трубопроводах нефти, воды и газа 95 процентов отказов приходится на внутритрубную и наружную коррозию. Ежегодно на внутрипромысловых трубопроводах происходит до 40 тысяч аварий. По данным Совета Безопасности РФ, потери нефти в России в результате аварий ежегодно составляют 1,2 процента от ее добычи, т. е. не менее 3 миллионов тонн»[31]

Когда металл вступает в контакт с грунтом (который считается электролитом), протекает электрический ток, формируется особый электродный потенциал и происходит явление коррозии, формируется особый электродный потенциал. «Для определения значения потенциала нефтепровода применяется метод сравнения разницы потенциалов двух электродов: нефтепровода и неполярного элемента, состоящего из медного

сульфата. Значимость потенциала нефтепровода определяется разностью потенциалов между двумя электродами, которые связаны с трубопроводом и грунтом соответственно. Для подвергаемой электродной обработке поверхности нефтепровода характерны определенная направленность и длительность, которые меняются в течении одного часа»[4]

## **2.1 Катодная защита от почвенной коррозии**

«Катодная защита является одним из видов активной защиты от коррозии, включающей также электрическую защиту от коррозии, вызванной блуждающими токами. При использовании данного метода коррозии, процесс передается от трубопровода к заземляющему оборудованию. Электрическая защита охватывает изолированные трубопроводы, которые проложены в грунт с омическим сопротивлением не более 100 Ом-м, а также участки, подверженные воздействию блуждающих токов»[6]

Один из наиболее эффективных способов защиты подземных трубопроводов от коррозии – применение принципа катодной защиты. «Он основан на электрохимической теории почвенной коррозии, согласно которой образование гальванических пар токов на металлической поверхности трубы вызывает коррозию. В случае металлических труб, коррозия происходит на аноде, где положительно заряженные ионы уходят в почву. Чтобы предотвратить такой процесс, нужно пропустить ток от внешнего источника через трубу, превращая её в катод. Это позволит остановить процесс коррозии на поверхности трубы. Затем тот же ток передается на искусственно созданный анод, который состоит из обрезка металла, закрытого под землей и электрически связан с положительным полюсом источника постоянного тока»[7]

В результате применения принципа катодной защиты, подземные трубопроводы могут быть надежно защищены от неблагоприятных воздействий коррозии, что повышает их долговечность и уменьшает затраты на ремонт и замену.

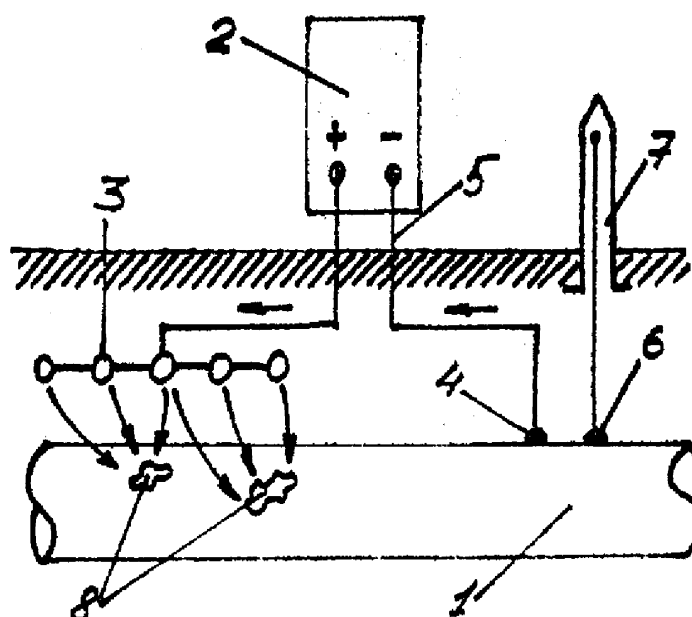
Стационарный потенциал принято называть как «естественным потенциалом», что означает отсутствие блуждающих или других наведенных токов в трубопроводе.

«Взаимодействие электролита с корродирующим металлом разбивается на два процесса, а именно – катодный и анодный, которые происходят одновременно на разных участках контакта металла и электролита.

Для защиты от коррозии используется зональное разделение катодного и анодного процессов. Источник тока с дополнительным заземлителем подключается к нефтепроводу, и внешний постоянный ток подается в нефтепровод. Затем анодный процесс осуществляется на дополнительном заземлителе»[12]

«За счет наложения электрического поля от внешних источников постоянного тока осуществляются катодные поляризации подземных нефтепроводов. Отрицательный полюс источника постоянного тока подключается к защищенной конструкции, тем самым трубопровод является катодом по отношению к грунту. К положительному полюсу – искусственно созданный анод-заземлитель.

На рисунке 5 представлена принципиальная схема катодной защиты»[25]



1-труба; 2-источник тока; 3- анодное заземление; 4- точка дренажа; 5- дренажный кабель, 6-контакт катодного вывода; 7- катодный вывод; 8- поврежденные участки изоляции

Рисунок 5 – Катодная защита трубопровода

«При такой защите отрицательный полюс источника тока (2) подключен к нефтепроводу (1), а искусственно сформированному аноду-заместителю (3) – положительный. При включении источника тока от его полюса через анодное заземление поступает в грунт и через поврежденные участки изоляции (8) на трубу. Затем через точку дренажа (4) по соединительному проводу (5) ток возвращается снова к минусу источника питания. Катодный процесс начинается за счет оголенных участков нефтепровода»[15]

«Стационарный потенциал анодного заземления обычно не имеет смысла, поскольку внешний ток, приложенный между заземляющим электродом и нефтепроводом, намного выше, чем потенциал между электродами макропары коррозионного нефтепровода»[8]

«С включением электрохимической защиты ( $\varphi_{0a}$  доп) нарушается распределение токов коррозионных макропар, сближаются значения разности потенциалов труба - земля катодных участков ( $\varphi_{0k}$ ) с разностью потенциалов анодных участков ( $\varphi_{0a}$ ) обеспечиваются условия для поляризации»[5]

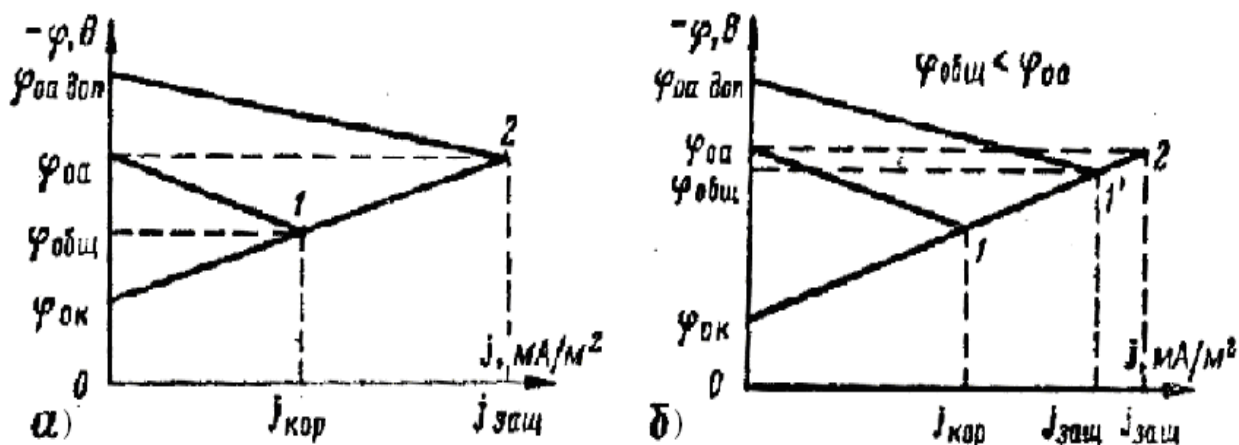


Рисунок 6 - Коррозионная диаграмма для случая полной поляризации (а) и неполной поляризации (б)

«Катодная защита регулируется путем поддержания необходимого защитного потенциала. Если наложением внешнего тока нефтепровод заполяризован до равновесного потенциала ( $\varphi_{0k} = \varphi_{0a}$ ) раствора металла (рисунок 6а), то анодный ток прекращается и коррозия приостанавливается. Дальнейшее повышение защитного тока нецелесообразно. При более положительных значениях потенциала наступает явление неполной защиты (рисунок 6б). Оно может возникнуть при катодной защите нефтепровода, находящегося в зоне сильного влияния блуждающих токов или при использовании протекторов, не имеющих достаточного отрицательного электродного потенциала (цинковые, протекторы)»[9]

Критериями защиты металла от коррозии являются защитная плотность тока и защитный потенциал.

«Катодная поляризация неизолированной металлической конструкции до величины защитного потенциала требует значительных токов. Наиболее вероятные величины плотностей токов, необходимых для поляризации стали в различных средах до минимального защитного потенциала (-0,85 В) по отношению к медно-сульфатному электроду сравнения приведены в таблице 3»[13]

Таблица 3 - Плотность тока, необходимая для катодной защиты неизолированной стальной поверхности в различных средах

«Среда	Плотность тока, необходимая для катодной защиты, мА/м <sup>2</sup>
Стерильная нейтральная почва	4,3 - 16,1
Хорошо аэрируемая нейтральная почва	21,5 - 32,3
Сухая, хорошо аэрируемая почва	5,4- 16,1
Влажная почва	16,9- 64,6
Высокоокислая	53,8- 161,4
Почва, поддерживающая активность сульфатно-восстанавливающих бактерий	451,9»[14].

Во многих случаях катодная защита используется в сочетании с изоляционными покрытиями, наносимыми на внешнюю поверхность нефтепроводов. Поверхностные покрытия могут снизить требуемый ток на несколько порядков. Например, ток, необходимый для катодной защиты стали без серьезного покрытия в почве, составляет всего 0,01- 0,2 мА/м<sup>2</sup>.

«Плотность защитного тока для изолированных магистральных нефтепроводов не является надежным аспектом защиты, поскольку неизвестно распределение поврежденной изоляции нефтепровода, характеризующее фактическую площадь контакта металла с землей. Кроме

того, в случае неизолированных труб (патрон на подземном переходе через железные и шоссейные дороги) плотность защитного тока, основанная на геометрических размерах конструкции, считается фиктивной, так как неизвестно, что часть поверхности патрона покрыта пассивным защитным слоем, который регулярно присутствует и не участвует в процессе деполяризации»[17]

Именно поэтому плотность защитного тока применяется в качестве показателя эффективности защиты в лабораторных исследованиях с металлами.

Критерии качества указаны в ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии», где указан потенциал защиты (таблица 4).

Таблица 4 - Минимальные защитные потенциалы

«Условия прокладки и эксплуатации трубопровода	Минимальный защитный потенциал относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения, В	
	Поляризационный	С омической составляющей
Грунты с предельным электрическим сопротивлением не менее 10 Ом·м или содержанием водорастворимых солей не более 1 г на 1 кг грунта или при температуре транспортируемого продукта не более 293 К (20°C)	-0,85	-0,90
Грунты с предельным электрическим сопротивлением менее 10 Ом·м или содержанием водорастворимых солей более 1 г на 1 кг грунта, или опасном влиянии блуждающих токов промышленной частоты (50 Гц) и постоянных токов, или при возможной микробиологической коррозии, или при температуре транспортируемого продукта более 293 К (20°C)	-0,95	-1,05»[35]

«Смещение разности потенциалов труба-земля в отрицательную сторону относительно минимально защитного с точки зрения защиты бесполезно и вызывает повышение расхода тока. Однако такое смещение разности потенциалов необходимо в местах подключений станций катодной защиты (СКЗ) к нефтепроводу, чтобы обеспечить минимальную защитную разность потенциалов на участках нефтепровода, удаленных от СКЗ. Как только разность потенциалов труба-земля достигнет величин, отрицательнее  $-1,10$  В, на нефтепроводе (катоде) катодный процесс будет протекать с интенсивным выделением водорода, что может нарушить прилипаемость изоляции нефтепровода. Поэтому для изолированных нефтепроводов максимально допустимая разность потенциалов принята равной  $-1,10$ В»[18],

Таблица 5 - Максимальные защитные потенциалы

«Условия прокладки и эксплуатации трубопровода»	Максимальный защитный потенциал относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения, В	
	Поляризационный	С омической составляющей
При прокладке трубопровода с температурой транспортируемого продукта выше $333\text{K}$ ( $60^\circ\text{C}$ ) в грунтах с удельным электрическим сопротивлением менее $10$ Ом·м или при подводной прокладке трубопровода с температурой транспортируемого продукта выше $333\text{K}$ ( $60^\circ\text{C}$ )	$-1,10$	$-1,50$
При других условиях прокладки трубопроводов:		
с битумной изоляцией	$-1,15$	$-2,50$
с полимерной изоляцией	$-1,15$	$-3,50$ »[23]

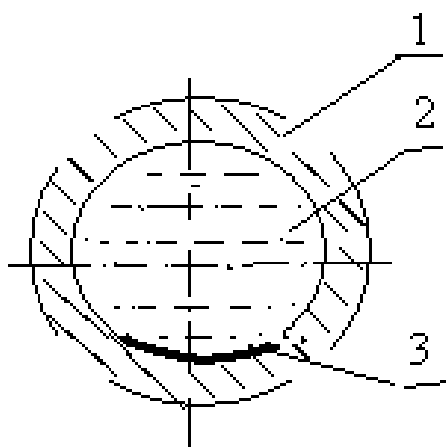


## 2.2 Защита внутренних стенок трубопровода от коррозии

Исследования показали, что разрушения внутренних стенок нефтепровода, связанные с коррозией, которая равномерно распределена по внутренним стенкам. Однако она может быть сосредоточена на отдельных участках внутренней поверхности.

Причиной внутренней коррозии в трубопроводах также является электрохимический процесс, с той лишь разницей, что в данном случае в качестве электролита вступает нефть.

Чаще всего коррозией покрывается внутренняя поверхность нижней образующей трубопровода. Внутренняя коррозия трубопроводов наиболее опасна в текучей среде, когда среда расслаивается (ламинарным) под действием силы тяжести (рисунок 7, 2). К сожалению, до сих пор не существует эффективного средства от внутренней коррозии, которая возникала на участке №41.



1-труба, 2- нефть, вода (водонефтяная эмульсия), 3- зона интенсивной коррозии

Рисунок 7 – Распределение дефектов при расслоенном режиме движения нефти, воды

«Меры по защите трубопроводов от внутренней коррозии включают применение химических и технических методов.

Кроме того, повреждение от коррозии предотвращается путем нанесения различных покрытий на внутреннюю поверхность труб и использования коррозионно-стойких труб.

Ингибиторы коррозии, которые адсорбируются на поверхностном слое трубы и образуют защитную пленку против коррозионной среды, на сегодняшний день являются, пожалуй, лучшим ингибиторами коррозии. Хотя эффективность ингибиторов зависит от многих факторов, использование ингибиторов технически и экономически целесообразно для всех видов повреждений от внутренней коррозии на производственных объектах, а не только от углекислотной и сероводородной коррозии. Следует отметить, что ингибиторы необходимо тщательно подбирать с учетом конкретных условий, в которых оборудование будет использоваться. Это оказывает значительное влияние на эффективность и экономичность защиты. Эффективность ингибиторов также зависит от метода закачки в скважину или систему сбора.

Нефте- и газопроводы, разделяющие транспортируемую жидкость на нефтяную, водяную и газовую фазы, а также транспортирующие прямые эмульсию воды и нефти, водоводы, транспортирующие средне - и высокоагрессивные пластовые и сточные воды, и промышленные газопроводы требуют применения ингибиторов против внутренней коррозии. Процесс подавления основан на применении подавляющего вещества. Процесс подавления осуществляется в соответствии с инструкцией по применению подавителя. Ингибиторы коррозии подаются в трубопровод или трубопроводную систему с помощью сертифицированного оборудования для закачки реагентов в соответствии с техническим регламентом»[19]

Используя методы защиты от почвенной коррозии и методы защиты от коррозии внутренних стенок, предоставляется возможность увеличить срок эксплуатации трубопровода без аварий. Однако, это возможно при строительстве новых трубопроводов, используя защитные покрытия как наружных, так и внутренних стенок трубы.

### **2.3 Диагностика износа нефтепровода длительной эксплуатации**

Нефтепровод «Нижневартовск-Курган-Куйбышев», соединяющей магистральные нефтепроводы фирмы «АК «Транснефть», длительный период находится в эксплуатации. Это один из первых трубопроводов. Для него разрушение внутренних стенок процесс неизбежный, т.к. на участке №41 особенно опасна коррозия, так как режим движения нефти и воды проходит в расслоенном (ламинарном) режиме движения жидкости внутри трубы.

Исследования показали, что разрушения внутренних стенок нефтепровода, связанные с коррозией распределяются равномерно по внутренним стенкам нефтепровода или сосредоточены на отдельных участках внутренней поверхности.

Проведенное исследование распределения повреждений по окружности нефтепровода на участке № 41 показано на рисунке 8.

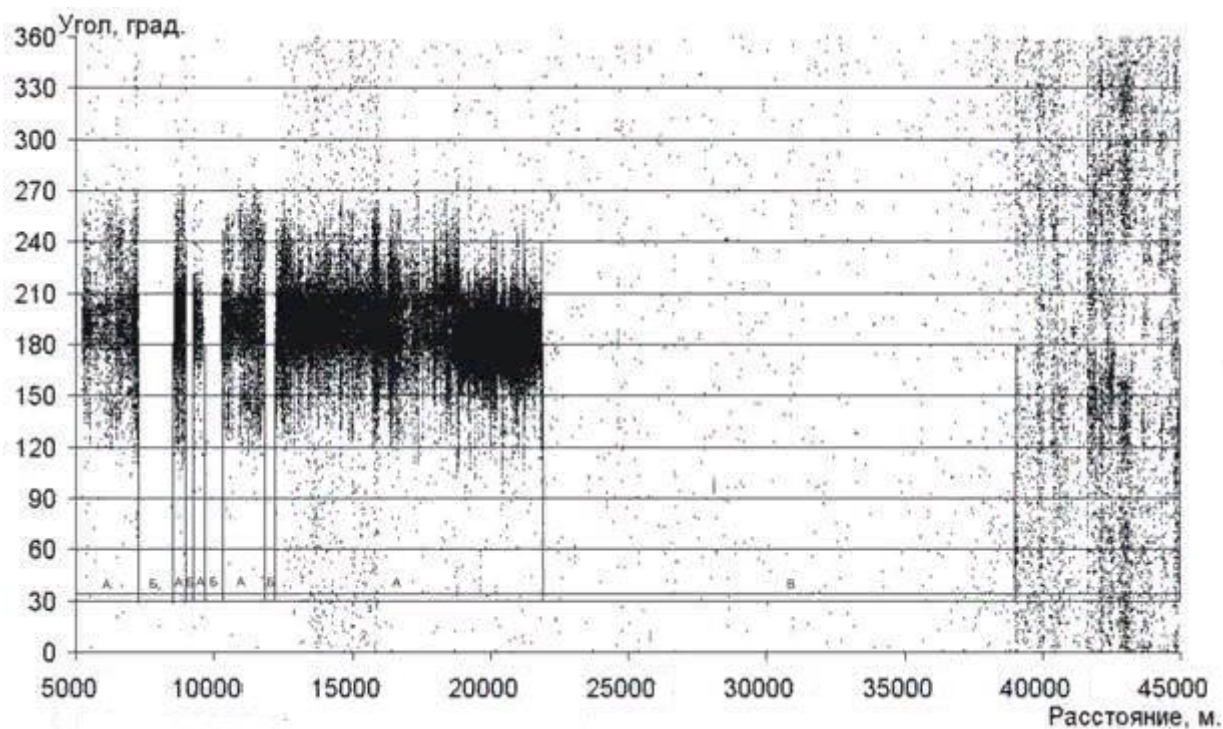


Рисунок 8- Распределение дефектов по окружности по данным внутритрубного диагностического обследования трубопровода на участке №41

«Потери металла происходят, когда два или более коррозионных дефекта объединяются в один дефект, а расстояние между соседними дефектами меньше четырехкратной толщины стенки трубы в области дефекта. Потери металла можно разделить на одиночные и объединенные потери. Объединенные потери металла – это группа из двух или более коррозионных дефектов»[21]

Составная потеря металла определяется по крайним точкам дефектов в группе и характеризуется их общей площадью, которая равна произведению длины  $L$  составного дефекта вдоль оси трубы и ширины  $W$  составного дефекта по окружности трубы.

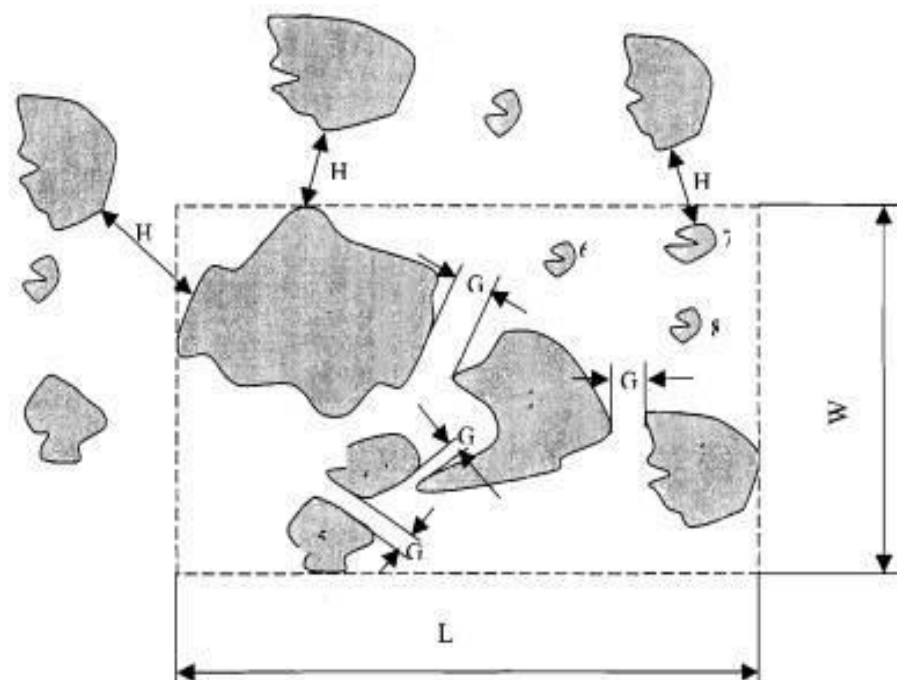


Рисунок 9– Определение ширины  $W$  габаритной площади дефекта

Превышение габаритной площади дефекта  $F = W \cdot L$  установлено руководящими документами на нефтепроводы.

Разработаны и широко распространены современные методы и средства неразрушающего контроля, используемые для диагностики трубопроводов.

«Наибольшее применение получили такие методы, как магнитные (магнитной анизотропии, магнитной памяти металла, магнитной проницаемости), акустические (импульсные ультразвуковые, волн Лэмба, фазовые, акустической эмиссии), электрические и оптические (визуальные — эндоскопические, лазерные, голографические). Такие методы применяются для выявления различных дефектов: нарушения герметичности, контроля напряженного состояния, контроля качества и состояния сварных соединений, контроля протечек и других параметров, ответственных за эксплуатационную надежность трубопроводов. При этом программы, методы

и средства контроля трубопроводов различного назначения (теплопроводов, газопроводов, нефтепроводов, продуктопроводов, водопроводов) незначительно отличается друг от друга»[29]

«Обнаружение дефектов как средство выявления признаков деградации материала в трубопроводах и предотвращения аварий, естественно, стало предметом пристального внимания инженерного и научного сообщества. Методы определения размеров и ориентации дефектов постоянно совершенствуются, оборудование улучшается, проводятся исследования и испытания для определения характеристик моделей микроскопии дефектов и анализ для дальнейшего улучшения характеристик инструментов микроскопии дефектов.

О растущем интересе к обнаружению дефектов в материалах и конструкциях в стране и за рубежом свидетельствует постоянно увеличивающееся количество учебных центров, направленных на подготовку и квалификацию специалистов в области разработки методов обнаружения дефектов и их применения.

В связи с актуальностью темы неразрушающего контроля все большее количество публикаций посвящено исследованию взаимодействия измерительных приборов с трубопроводами. Диагностические результаты этих исследований трубопроводов указывают на необходимость дальнейшего совершенствования нормативной базы и инструментария с учетом особенностей трубопроводной системы»[22]

Необходимость поддерживать трубопроводы в хорошем состоянии заставила искать новые и эффективные методы обследования труб для выявления дефектов. С появлением современных автоматизированных роботов в различных отраслях промышленности, в области дефектоскопии также появились роботы, которые сокращают время, необходимое для

диагностики различных типов трубопроводов, и снижают стоимость состояния трубопровода.

«История старейших методов контроля показывает четкий переход от сложных процессом осуществления контроля, зависящих от человеческого фактора, к автоматизированным и экологически безопасным методам в настоящее время. В настоящее время неразрушающий контроль должен проводиться соответствующим образом, значительно повышая показатель эксплуатационной надежности. В зарубежных источниках рассматривается использование методов неразрушающего контроля для повышения уровня точности результатов»[33]

В работе принято решение проводить диагностику состояния трубопровода используя прибор дефектоскопа ВИД-345 магнитно-вихретоковый портативный.



Рисунок 10 - Прибор дефектоскопа ВИД-345



Рисунок 11 – Диагностика состояния трубопровода

Оборудование для обнаружения трещин под изоляционным покрытием или слоем коррозии металлических конструкций и измерения их глубины.

«ВИД-345 также применяется для контроля толщины изоляционного покрытия на контролируемом изделии.

В приборе комбинируются магнитный и вихретоковый методы выявления дефектов, что обеспечивает контроль изделий с грубой, скоррогированной поверхностью и работу через слой изоляционного покрытия переменной толщины без дополнительных настроек»[24]

Достоинства работы данного прибора:

во-первых, одновременное выявление и определение глубины стресс-коррозионных трещин, толщины изоляционного покрытия и коррозии в процессе сканирования;

во-вторых, обнаружение коррозионных язв благодаря постоянному сканированию толщины изоляционного покрытия;



в-третьих, оперативная корректировка режимов работы и регулировка порогов по минимально выявляемой глубине трещины и толщине изоляционного покрытия;

Особенности конструкции дефектоскопа. «Металлический корпус электронного блока дефектоскопа выдерживает жесткие условия эксплуатации в полевых или производственных условиях.

Корпус датчика выполнен из металла, контактная поверхность — из высокопрочной керамики, что обеспечивает стойкость к истиранию

Предусмотрено оснащение дополнительными сменными датчиками.

Прибор работает по грубой, скоррогированной поверхности (трубы бывшие в эксплуатации, детали конструкций, механизмов), по влажной, грязной поверхности, по поверхностям с переменной толщиной изоляционного покрытия без дополнительной подстройки»[27]

Обращает на себя внимание внутренняя и внешняя потери металла, которые связаны с коррозионными дефектами стенки трубы.

Оценить воздействие коррозии на внутренние стенки нефтепровода значительно сложнее. Учитывая тот факт, что оценка состояния нефтепровода на участке № 41 должна проводиться до вскрытия трубопровода, то методы диагностики должны отличаться от ранее изложенной методики контроля.

### **2.3.1 Определение скорости коррозии**

Основным разрушающим фактором нефтепровода является внутренняя коррозия, которая связана с физико-химическими характеристиками транспортируемой нефти: массовая доля воды в %. Учитывается характеристика водной фазы, концентрация сероводорода, двуокиси углерода, кислорода в мг/дм<sup>3</sup>, концентрация механических примесей в мг/дм<sup>3</sup>.

Перечисленные факторы определяют номинальную скорость коррозии при эксплуатации нефтепровода  $СК_H$  по формуле (1)

$$СК_H = (S - S_{\min})/t_3, \quad (1)$$

где  $СК_H$  – расчетная номинальная скорость коррозии, мм/год;

$S$  – толщина стенки трубопровода, предусмотренная проектом, мм;

$S_{\min}$  – минимально допустимая толщина стенки в мм, вычисляемая расчетом на прочность по ВСН 51-3-85;

$t_3$  – назначенный срок эксплуатации, лет.

Для нефтепровода «Нижневартовск-Курган-Куйбышев», соединяющего магистральные нефтепроводы фирмы «АК «Транснефть»,  $S=12$ мм,  $t_3=33$ года. Нефтепровод длительный период находится в эксплуатации. Это один из первых трубопроводов России.

Допустимая скорость коррозии  $СК_{\text{доп}}$  эксплуатируемого нефтепровода вычисляется при известной минимальной остаточной толщине стенки, установленной по результатам технического диагностирования (2)

$$СК_{\text{доп}} = (S_{\text{ост}} - S_{\min}) / (t_3 - t_f), \quad (2)$$

где  $СК_{\text{доп}}$  - допустимая скорость коррозии, мм/год;

$S_{\min}$  - минимально допустимая толщина стенки в мм;

$t_3$  - назначенный срок эксплуатации, лет;

$t_f$  – продолжительность эксплуатации на момент диагностики.

Для расчета используют результаты вычисления ее по результатам технического диагностирования, полученных при эксплуатации аналогичных

нефтепроводов. На участках нефтепровода, где агрессивность перекачиваемой среды формирует  $СК > 0,5\text{мм/год}$ , замена труб неизбежна.

На участке № 41 особенно опасна коррозия, так как режим движения нефти и воды проходит в расслоенном (ламинарном) режиме движения жидкости внутри трубы.

Исследования показали, что разрушения внутренних стенок нефтепровода, связанные с коррозией распределяются или равномерно по внутренним стенкам нефтепровода или сосредоточены на отдельных участках внутренней поверхности.

Вычислив скорость коррозии, которая соответствует заданной величине риска отказа, вычисляется минимально допустимая толщина стенки трубопровода.

Проведенное диагностическое обследование на участке нефтепровода показало распределение дефектов (рисунок 8).

### **2.3.2 Определение суммарной площади дефекта**

«Современные методы и средства неразрушающего контроля, используемые для диагностики трубопроводов, получили широкое развитие и распространение. Наибольшее применение получили такие методы, как магнитные (магнитной анизотропии, магнитной памяти металла, магнитной проницаемости), акустические (импульсные ультразвуковые, волн Лэмба, фазовые, акустической эмиссии), электрические и оптические (визуальные — эндоскопические, лазерные, голографические). Такие методы применяются для выявления различных дефектов: нарушения герметичности, контроля напряженного состояния, контроля качества и состояния сварных соединений, контроля протечек и других параметров, ответственных за эксплуатационную надежность трубопроводов. При этом программы, методы и средства контроля трубопроводов различного назначения (теплопроводов,

газопроводов, нефтепроводов, продуктопроводов, водопроводов) незначительно отличается друг от друга»[13]

Дефектоскопия, как средство определения состояния материала нефтепровода естественно находится в поле внимания инженерного и научного сообщества. Постоянно развиваются методы определения размеров, ориентации дефектов, что позволяет выявлять признаки разрушения материала нефтепровода.

Выявив группу коррозионных дефектов, которая состоит из нескольких отдельных дефектов, как показано на рисунке 9, предлагается их объединить при определенных условиях.

Группа из двух и более коррозионных дефектов, объединенные в единый дефект, если расстояние между соседними дефектами  $L$  меньше или равно значения четырех толщин стенки трубы в районе дефектов приводит к потере металла.

$$L = 4S = 48 \text{ мм} \text{ или } L < 4S, \text{ мм} \quad (3)$$

Потери металла делятся на объединенные и одиночные потери. Объединенная потеря металла – это группа из двух и более коррозионных дефектов.

Объединенная потеря металла характеризуется ее габаритной площадью  $F$ , определяемой крайними точками дефектов из состава группы и равной произведению длины объединенного дефекта  $L$  вдоль оси трубы на ширину объединенного дефекта по окружности трубы  $W = \pi \cdot d_{\text{тр}}$ . Превышение габаритной площади дефекта  $F = \pi \cdot d_{\text{тр}} \cdot L$ , мм<sup>2</sup> установлено руководящими документами на данный нефтепровод.

### **3 Разработка технологии восстановления магистрального нефтепровода**

#### **3.1 Выбор технологии восстановления нефтепровода**

При решении вопроса о необходимости восстановления дефектного участка трубопровода производится оценка технической и экономической целесообразности его дальнейшей эксплуатации.

Техническая возможность эксплуатации участка трубопровода в его текущем состоянии определяется окончанием срока его технической службы из-за недостаточной надежности и гидравлических параметров трубопровода, несоответствия требуемым или принятым стандартам или в результате диагностики изнашивания трубопровода в процессе длительной эксплуатации.

Финансовая рациональность эксплуатации места трубопровода обуславливается завершением экономического (полезного) срока эксплуатации, пределы которых расходятся на эксплуатацию места трубопровода с превосходят вероятные затраты в его реновацию (санацию, перекладку), а степень прочности никак не подходит требуемому нормативу.

Распределение повреждений по окружности участка № 41 нефтепровода Нижневартовск-Курган-Куйбышев, представленное на рисунке 8, позволило определить целесообразность ремонта дефектного участка трубопровода.

Перекладка нефтепроводов включает ряд вспомогательных работ, такие как расчистка площадки, снятие изоляционных покрытий, сварочные и монтажные работы, проверка сварных швов, снос непригодных участков труб и земляные работы.

«Комплекс подготовительных работ при замене участка трубы на магистральном нефтепроводе включает в себя:

– оформление нарядов-допусков на производство работ повышенной опасности. К работам повышенной опасности относятся работы, при выполнении которых в местах производства работ действуют или могут возникнуть, независимо от выполняемой работы, опасные производственные факторы. Наряд-допуск является письменным разрешением на производство огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности, оформляется машинописным текстом отдельно на каждый вид работ и место их проведения, действителен в течение указанного в наряде-допуске срока, необходимого для выполнения объема работ, но не более десяти суток. Наряд-допуск может быть продлен на срок не более трех суток, при этом общая суммарная продолжительность выполнения работ по одному наряду-допуску, с учетом его продления, не может превышать десять суток;

– отвод территории для размещения временного строительного хозяйства и зоны производства работ по монтажу и врезке;

– доставка на объект строительной техники, оборудования и строительных материалов. Перевозка и транспортировка грузоподъемных машин, автотракторной и строительной техники в охранной зоне нефтепровода к местам производства ремонтно-строительных работ и работ по техническому обслуживанию нефтепроводов должна выполняться по постоянным маршрутам и только по вдольтрассовым дорогам или оборудованным вдольтрассовым проездам;

– проведение обследования участка нефтепровода, где планируется выполнение ремонтных работ, в границах опасной зоны с целью выявления и устранения повреждений, представляющих опасность при проведении огневых работ. Перед проведением этих работ очищается поверхность трубы, находящейся под давлением от изоляции»[31]

- контроль качества металла трубы в месте монтажа узла врезки;
- определение и разметка мелом на поверхности трубы места врезки и установки узлов врезки (фитингов, патрубков);
- для защиты от атмосферных осадков и ветра, места проведения работ по монтажу и установке оборудования должны находиться под навесом»[25]

В настоящее время известна технология врезки под давлением без остановки перекачки нефти. «Технология врезки под давлением по технологии TDW делает возможным проведение работ по замене участка трубопровода, ремонту или замене запорной арматуры и прочего оборудования без остановки перекачки и без потери производительности.

Перекрытие сечения нефтепровода, находящегося под давлением, производится посредством применения комплекса специального оборудования, в то время как перекачка продукта производится по временной байпасной линии.

В сравнении с традиционным методом ремонта с остановкой перекачки, технология TDW дает огромные преимущества, в первую очередь от отсутствия простоя трубопровода и снижения вреда окружающей среде, вызываемого откачкой нефти из длинных участков трубы. Помимо того, технология ремонта без остановки перекачки является, фактически, единственно адекватной мерой при ремонте нефтепроводом с большим объемом перекачки, так как на подобных объектах издержки от простоя трубопровода будут поистине колоссальны» [28].

Однако, на нефтепроводе «Нижневартовск-Курган-Куйбышев» на участке № 41 восстановление ведется по первому варианту: по технологии ремонта нефтепроводов, которые применяются при выборочном ремонте на монтаже.

Сформировав исходные данные дефектоскопии, приступают к процедуре назначения метода восстановления дефектной трубы. Исходное

условие взаимодействия дефектов используется для проверки ремонтпригодного состояния дефектного участка трубы, а результаты используются для создания списка одиночных и комбинированных дефектов для каждой дефектной трубы.

Специальные инспекции проводят высококачественные проверки технического состояния участка трубопровода, что является исходным материалом для планирования восстановительных работ.

Для трубопровода  $d_{тр} = 1220\text{мм}$  с толщиной стенок  $S = 12\text{мм}$  в проекте восстановление дефектного участка применяется механизированная сварка плавящимся электродом в защитной среде газа для корневого и для заполняющих и облицовочных швов.

### **3.2 Обоснование выбора сварочного оборудования и материалов**

В соответствии с РД при проведении ремонтной сварки используют стандартную V образную разделку кромок, где угол скоса кромок составляет тридцать градусов, притупление кромок составляет  $1,8^{+0,8}$  мм (рисунок 12). Соединение стыковое С17.

При сборке стыков для сварки технологический зазор выдерживается  $2,0^{+0,5}$  мм. Смещение стыкуемых кромок при сборке не должно быть более 20% от толщины стенок труб, но не больше 3,0 мм. Контролируют величину зазора и смещение кромок за счет измерительных приборов.



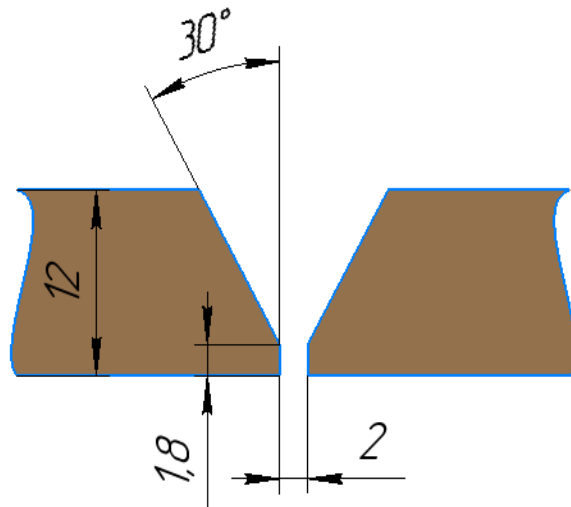


Рисунок 12 – Подготовка кромок стыка трубы при сварке нефтепровода

Учитывая, что начальная ионизация дугового промежутка происходит от отрыва кромок, изменение характера тока дуги источника питания не вызывает изменения структуры металла трубы. Известно, что дуга горит с начальным временем 0-2с. Ток может быть уменьшен до 0,5 от установленного тока дуги.

Особенность способа сварки плавящимся электродом состоит в том, что процесс сварки сопровождается разбрызгиванием электродной проволоки (рисунок 13). На рисунке 13 приведен фрагмент горелки для механизированной сварки дугой плавящимся электродом (ДСПЭ) с обозначением элементов процесса.

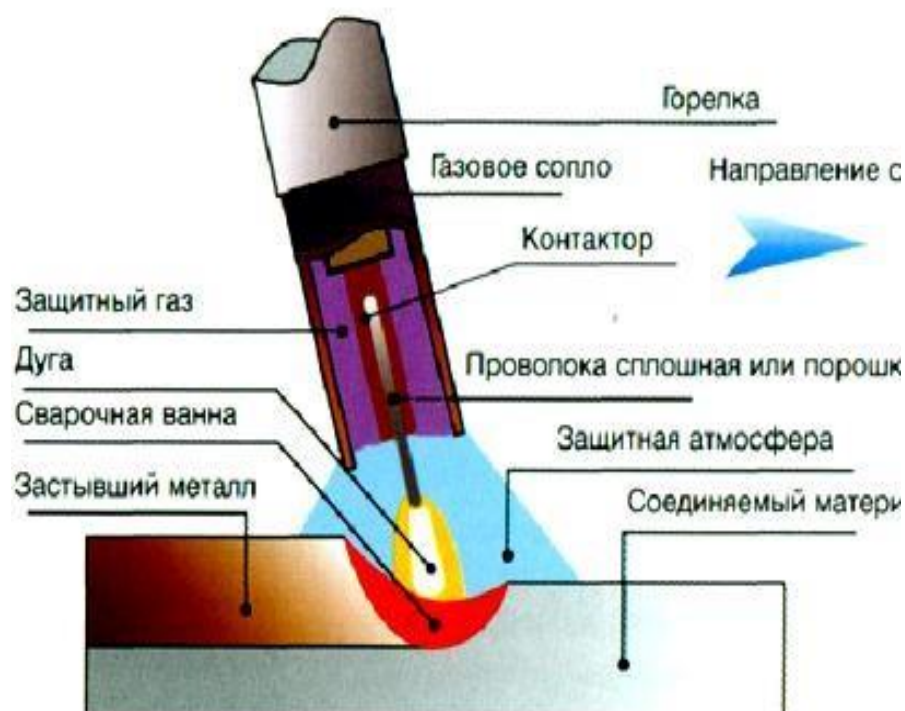


Рисунок 13 – Схема сварки плавящимся электродом в защитной среде газов

При начальной ионизации брызги металла с поверхности подготовленных кромок придется убирать (требования инструкции по сварке трубопровода). Поэтому выбрав диаметр электродной проволоки  $d_{пр} = 1,2\text{мм}$ , необходимо определить наклон внешней ВАХ источника питания снижающий коэффициент разбрызгивания  $K_{разбр}$

$$K_p = G_{брызг}/G_{электрод} \cdot 100, \% \quad (3)$$

«где  $G_{брызг}$  - вес брызг на заданную длину свариваемого образца;

$G_{электрод}$  - вес электродной проволоки на заданную длину свариваемого образца.

При сварке плавящимся электродом в защитной среде газа статическая ВАХ дуги имеет возрастающий характер (рисунок 14)»[20]

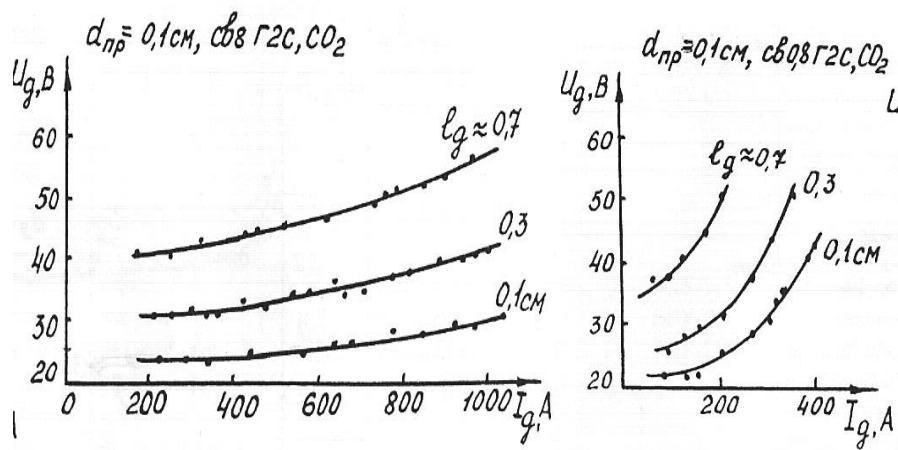


Рисунок 14 – Статические ВАХ дуги при сварке плавящимся электродом [16]

Источник питания и дуга взаимосвязаны, образуя систему, которая должна работать устойчиво при возмущениях в процессе сварки, а это означает, что внешняя ВАХ источника питания должна иметь наклон, который составляет 0,4 В/А – 0,2 В/А (рисунок 15).

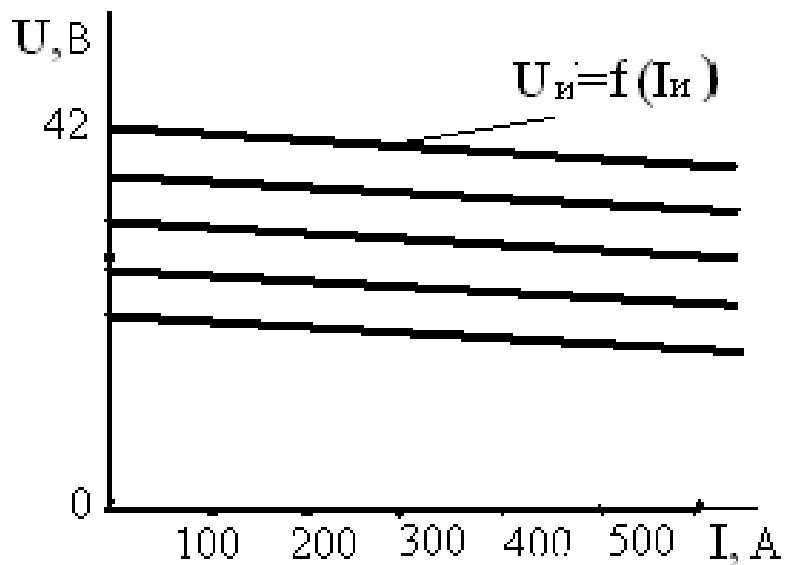


Рисунок 15 – Внешние ВАХ источника питания типа ВД.

Чаще всего, при сварке плавящимися электродами используются электродные проволоки диаметром 1,0 – 2.1 мм, поэтому ток следует регулировать примерно в пределах 80-300 А. «Более точный диапазон тока определяется выбором диаметра проволоки и наклоном внешней ВАХ источника питания. Подходящий источник питания показаны в таблице 6»[31]

Таблица 6 – Технические данные источников питания для ДСПЭ

«Тип	Диапазон рег.тока, А	di/dt, кА/с	Наклон ВАХ, В/А	Примечание
ВДУ-506У3	70-500	-	0,02- 0,05	Универсальный
ДС-400	60-500	-	-	Универсальный
Форсаж 302	50-300	60-180	0,01- 0,04	Только для ДСПЭ
Форсаж 502	60 - 500	45-160	0,01- 0,04	Только для ДСПЭ
Picomig 180puls TKG	5-180	-	0,01- 0,04	Универсальный»[30]

Для сварки плавящимся электродом с минимальный коэффициент разбрызгивания  $K_{разбр}$  можно использовать любой из представленных в таблице источников питания, так как они имеют возможность регулировки наклона внешней ВАХ в пределах от 0,01 до 0,04 В/А. Изменение наклона внешней ВАХ уменьшает напыление при выборе диаметра электродной проволоки, поскольку эти два параметра связаны между собой. Условия для получения минимального коэффициента разбрызгивания  $K_p$  приведены в таблице 7.

Таблица 7- Параметры, обеспечивающие минимальный  $K_p$  при ДСПЭ

«d <sub>пр.</sub> , мм	di/dt,* кА/с	f, Гц	dU/dI,* В/А	K <sub>y</sub> * %	L, Гн	K <sub>p</sub> ,* %	Характер переноса капли
0,8-1,2	70-180	50-100	≈0	>0	≈0	min	струйный

Продолжение таблицы 7

1,2-2,1	15-60	<50	<0	>0	≠0	min	-
>2,1	≤10	≤15	<<0	>0	≈10 <sup>-3</sup>	min	Крупнокапельный

\*di/dt – скорость нарастания тока короткого замыкания, кА/С,

\*dU/dI – наклон внешней ВАХ источника питания  $U_{и} = f(I_{и})$ ,

\*K<sub>y</sub> – коэффициент устойчивости системы источник питания – дуга»[32]

Коэффициент устойчивости системы И-Д должен быть больше нуля.

$$K_y = \partial U_D / \partial I - \partial U_{и} / \partial I \quad (4)$$

Наибольшие возможности для уменьшения K<sub>p</sub> имеет комплект сварочного оборудования, представленный на рисунке 16, так как имеет возможность работать в управляемом импульсном режиме, который снижает разбрызгивание электродной проволоки.

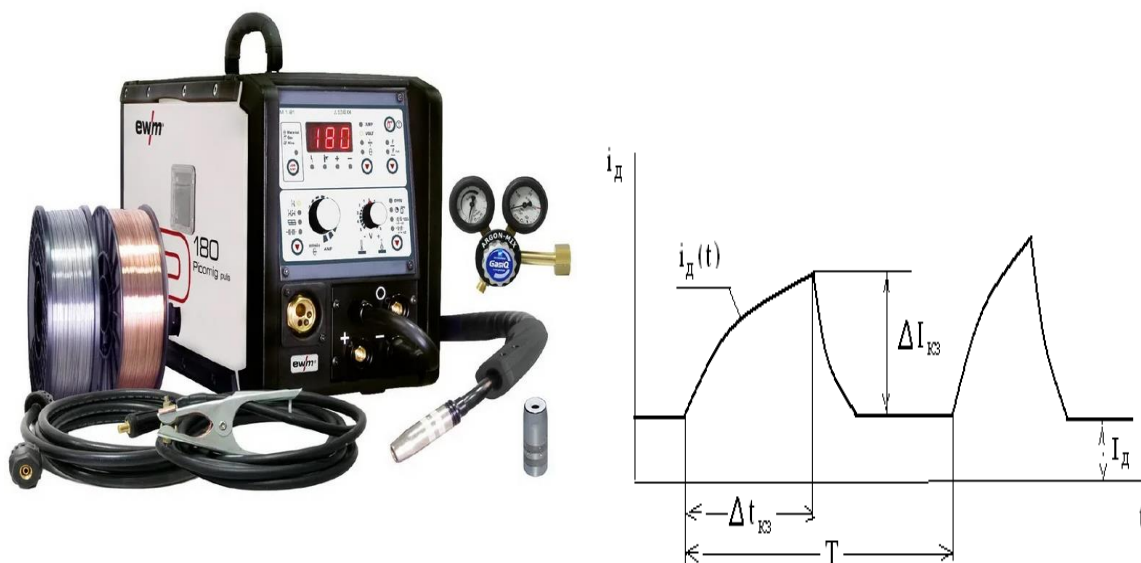


Рисунок 16- Внешний вид комплекта Picomig 180puls TKG

Кроме перечисленных мер, связанных с источником питания по снижению разбрызгивания электродной проволоки, в сварочной технике известны меры связанные с выбором защитной среды.

«Известна защитная газовая смесь, состоящая из 80%  $Ar+15\% CO_2+5\% O_2$ , обеспечивающая высокое качество металла сварных швов и значительное уменьшение разбрызгивания при сварке со струйным переносом электродного металла»[34]

Таким образом, снижение  $K_p$  предлагается обеспечить 1) величиной наклона внешней ВАХ источника питания в диапазоне (0,02-0,04)В/А при условии  $K_y > 0$ , 2) импульсным режимом (управляемым) с  $f=(50-60)Гц$ , 3) использованием смеси, состоящей из 80%  $Ar+15\% CO_2+5\% O_2$ .

### **3.3 Проектирование технологии восстановления нефтепровода $d=1220$ мм в монтажных условиях**

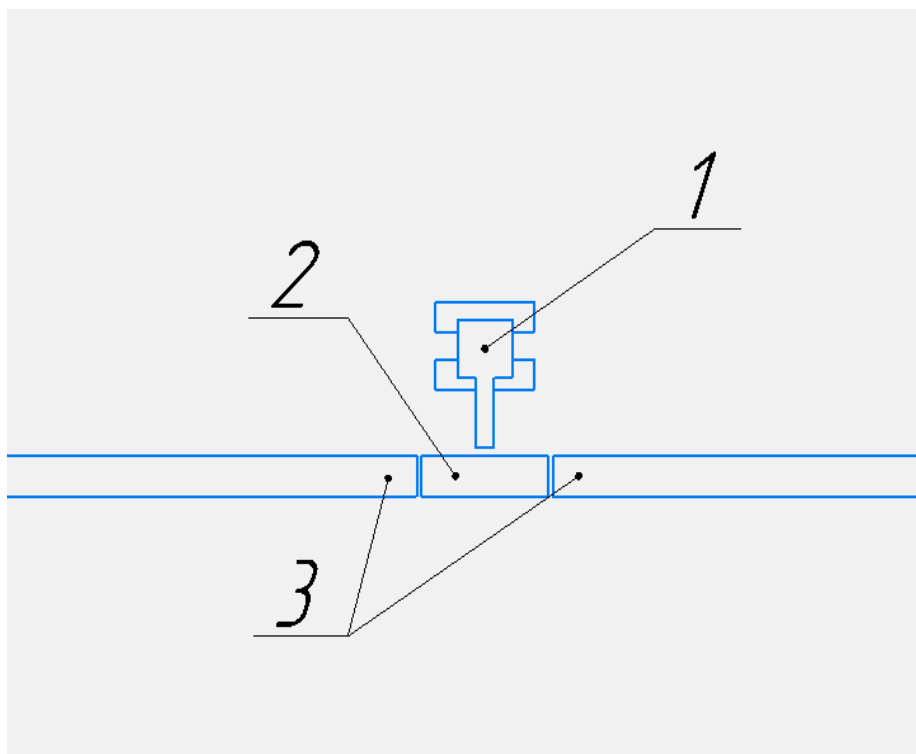
Проектирование технологии восстановления нефтепровода проводится в соответствии с принятыми руководящими документами и инструкциями. Инструкция устанавливает порядок выполнения подготовительных, сборочных и сварочных работ, использования сварочных материалов и оборудования, а также требования к параметрам сварных соединений, технологиям дуговой сварки (РД), которые выполняются при ремонте и содержат сведения, которые необходимы для подготовки и аттестации технологического и сварочного процесса.

В нем изложены методы, порядки и объемы неразрушающего контроля сварных соединений, выполненных методом дуговой сварки.

Сварочные работы должны выполняться аттестованными сварщиками по аттестованным технологиям с применением аттестованных сварочных

материалов и аттестованного сварочного оборудования, при этом аттестация должна быть подтверждена документально.

Условная схема участка сварки стыков нефтепровода в монтажных условиях.



1-трубоукладчик; 2- ввариваемый участок; 3-готовый участок.

Рисунок 17 - Схема участка сварки стыков газопровода

### 3.3.1 Подготовительные работы

После назначения метода восстановления дефектной трубы проводят подготовительные работы, которые включают в себя:

- Разметку земельного участка для восстановления дефектной трубы;
- Разметка траншеи, ограждение сигнальной лентой, установленной по периметру траншеи, обозначение знаками безопасности, оснащение инвентарными лестницами для обеспечения спуска в траншею и подъёма из неё;

- Оснащение инвентарными подмостями для выполнения работ, расположенных на высоте. Обеспечение светильниками или прожекторами для искусственного освещения в темное время суток;
- Подготовка сварочного оборудования для вырезки дефектного участка трубы;
- Разметка участка траншеи для установки;
- Подготовка оборудования подъема дефектного участка трубы;
- Подготовка транспорта с новой вставкой трубы для замены дефектного (рисунок 18)



Рисунок 18 – Внешний вид участка для проведения ремонта

Проведя разметку дефектного участка, как показано на рисунке 18, устанавливается кран-трубоукладчик со стропами для подъема дефектного участка (рисунок 19)





Рисунок 19 – Разметка участка траншеи для установки кран-трубоукладчика

Установка и работа крана трубоукладчика на краю откоса траншеи производится с соблюдением минимального расстояния от основания откоса до ближайшей опоры крана, которое зависит от глубины траншеи, типа грунта и его состояния.

До начала вырезки вскрытый участок демонтируемого газопровода («катушка») подвешивается на кран-трубоукладчика с использованием съемных грузозахватных приспособлений.

Для предотвращения обрушения, травмирования работающих и повреждения газопровода на протяжении всего процесса вырезки необходимо удерживать «катушку» при помощи крана. Строповка должна быть произведена в соответствии со схемой строповки, указанной в Проекте производство работ кранами. Закрепляется дефектный участок стропами, как показано на рисунке 19 и вырезается ручной газовой резкой дефектный участок трубы. Строповочное устройство должно соответствовать весу и длине черновой «катушки», обеспечивать ее равномерное удержание.



Рисунок 20 – Подготовка трубы к удалению дефектного участка

Технология резки выбирается в зависимости от марки и толщины металла, расположения реза, формы кромок реза (со скосом или без), диаметра трубы и других факторов. От них зависит давление и состав применяемых газов, выбор режима и скорости резки, характер и параметры подогрева места реза, расстояние от торца мундштука до поверхности металла.

Вырезав дефектный участок трубы, его удаляют из траншеи и начинают транспортировку заготовленной «катушки» трубопровода и подготовку к следующему этапу работ. Этап подъема дефектного участка трубы показан на рисунке 21.

Стропальщик, убедившись в том, что предназначенная для подъема «катушка» правильно застропована производит закрепление оттяжек для предотвращения произвольного вращения. Убедившись, что все работающие отошли на безопасное расстояние на «катушке» не находятся посторонние предметы, стропальщик подает сигнал машинисту крана на начало подъема. Приподняв «катушку» на высоту 0,2-0,3 м и убедившись, что она не зацеplена и не закусывается, стропы удерживают «катушку»

параллельно и имеют равномерное натяжение, подается сигнал на дальнейший подъем.

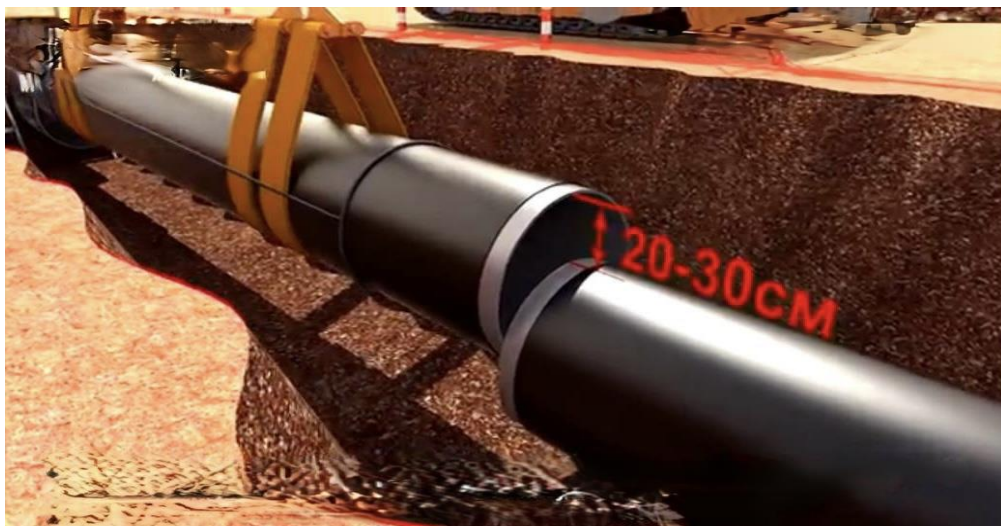


Рисунок 21- Подъем дефектного участка трубы

Во время подъема и перемещения трубы возникает опасная зона, в границах которой не должно быть работающих (рисунок 22). Демонтируемая «катушка» поднимается плавно, без рывков, раскачивания и вращения.



Рисунок 22 – Опасная зона

### 3.3.2 Сборка стыка трубы

На освободившийся участок вставляется «катушка» трубы с подготовленными кромками, которые показаны на рисунке 12.

Установив заготовленный ранее участок трубы (рисунок 23), устанавливаются центраторы, заготовка выверяется в соответствии с параметрами, необходимыми для сборки и сварки.



Рисунок 23 – Установка центраторов

Во время работы на открытом воздухе при выпадении осадков сварку следует вести только при наличии соответствующих защитных устройств тентов, навесов, козырьков.



Рисунок 24 – Защита от осадков

Масштаб и количество прихваток в соответствии диаметра трубы необходимы соответствовать условиям таблицы 8. Прихватки должны выполняться с использованием сварочного материала, рекомендованного для корневого слоя шва. Длина прихватки 70мм, через каждые 400мм выполняются 2 сварщиками. В данном случае проволокой Св-08ГС  $d_{пр} = 1,2\text{мм}$ .



Рисунок 25 – Проволка Св-08ГС

Таблица 8 – Содержание химических элементов в сварочной проволоке Св-08ГС

C, %	Mn, %	Si, %	P, %	S, %	Cr, %	Ni, %	Cu, %
<0,10	1,4-1,7	0,6-0,85	<0,030	<0,025	0,20	0,25	<0,025

Таблица 9 – Механические свойства наплавленного металла проволокой СВ-08ГС

Предел текучести	Предел прочности	Относительное удлинение	Ударная вязкость KCV	
			°С	Дж/см <sup>2</sup>
$\sigma_T$ Н/мм <sup>2</sup>	$\sigma_B$ Н/мм <sup>2</sup>	$\delta$ , %	-20 °С	65
450	550	30	-20 °С	65

Таблица 10 – Параметры режима механизированной сварки

Диаметр проволоки	Сварочный ток	Напряжение на дуге	Скорость подачи проволоки	Расход газа	Скорость сварки
мм	А	В	м/ч	л/мин	м/ч
1,6	240-260	30-32	230-240	12-14	40-45

Начальный и конечный участок каждой прихватки обрабатывается механическим способом шлифовальной машинкой для обеспечения плавного перехода при сварке первого (корневого) слоя шва.

До начала установки прихваток должен производиться предварительный подогрев свариваемых кромок.

Таблица 11 - Размеры и количество прихваток при сборке соединений

«Диаметр трубы, мм	Количество прихваток на стык	Длина прихватки, мм	Высота прихватки, мм»[10]
100 - 600	3-4	30 - 50	3-4
Свыше 600	Через каждые 300 - 400 мм	50 - 70	4-5

### 3.3.3 Сварка стыка трубы

При сварке стыка трубопровода в неповоротном положении направление и порядок сварки корневого слоя должны соответствовать цифрам 1,2,3,4, обозначенных на рисунке 26.

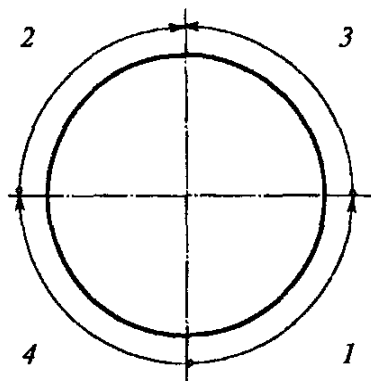
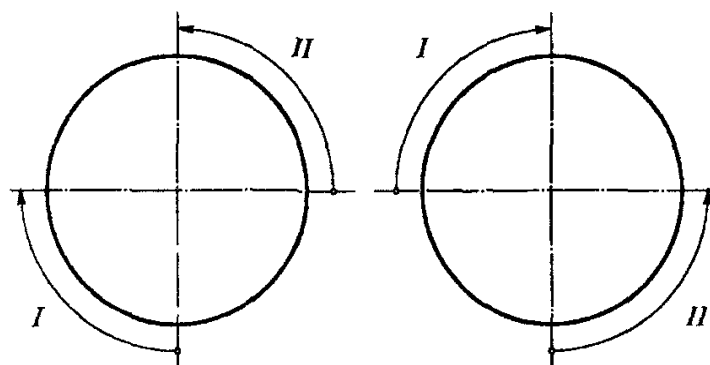


Рисунок 26 - Порядок сварки корневого слоя шва неповоротного стыка

Цифры 1,2,3,4 на рисунке 26 обозначают наложения швов при сварке стыка.

Сварка стыков трубопроводов происходит одновременно двумя сварщиками.

Последовательность наложения первого и последующих швов при сварке стыка должен быть таким, как показано на рисунке 27.



I - первый сварщик; II - второй сварщик

Рисунок 27- Порядок наложения корневого слоя шва при сварке неповоротного стыка двумя сварщиками

Зажигание и заварка кратера (гашение дуги) производится на расстоянии 20-25 мм за кратером, на свариваемой кромке или на уже сваренном шве.

Подача защитного газа из горелки должна начинаться за 15-20 секунд до зажигания дуги и прекращаться через 10-15 секунд после прекращения дуги.

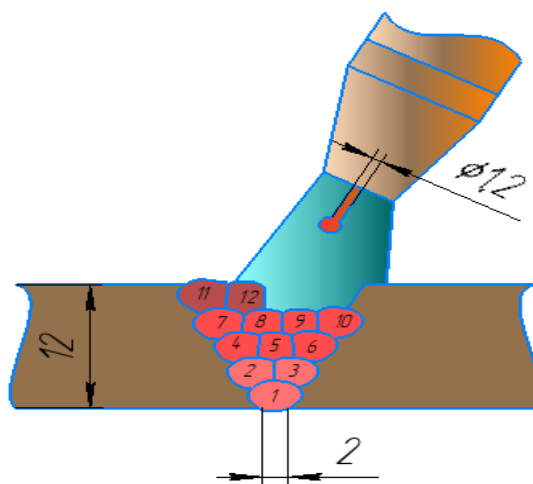


Рисунок 28-Схема наложения швов при сварке ДСПЭ



В рабочем процессе взаимодействие таких параметров, как  $\partial U / \partial I$ ,  $dI_{кз}/dt$ ,  $U_d$ ,  $f_{кз}$ ,  $V_{пр}$ ,  $V_{св.}$ , позволяет определить область оптимального режима сварки, при котором разбрызгивание электродной проволоки заданного диаметра сводится к минимуму. На основе полученных данных формулируются требования к управлению процессом сварки расходуемыми электродами в защитной среде.

В результате были определены приблизительные условия сварки стыкового соединения толщиной 12 мм с минимальным разбрызгиванием при использовании электродной проволоки диаметром 12мм.

При наплавке электродной проволокой  $d = 1,2$  мм в защитной среде смеси газов от источника питания с наклоном внешней вих  $\partial U / \partial I = 0,01$  В/А и  $di/dt$  от 60 до 110 кА/с наплавка слоев происходит с минимальным разбрызгиванием электродной проволоки при  $U = 20$  В,  $V_{пр} = 252$  м/ч.

Облицовочный шов также выполняется ДСПЭ. Поверхностный слой шва должен плавно переходить в основной металл без подрезания кромок и перекрывать основной металл на 2,5-3,0 мм с обеих сторон. Поверхностный шов должен иметь геометрические параметры в соответствии с ГОСТ 16037-80 и ГОСТ 5264-80.

Участки с чешуйчатостью, где гребень облицовочного слоя превышает впадину более чем на 1,0 мм и где усиление шва превышает 3,0мм обрабатываются механическим способом.

### **3.3.4 Контроль качества**

Все сварные швы проверяются на наличие 100% объемных и поверхностных дефектов.

«Объемный контроль сварных швов толщиной более 20 мм должен осуществляться с использованием утвержденной с заказчиком процедуры автоматической дифракции времени пролета (ДВП) и автоматического ультразвукового контроля на поперечных волнах (УЗКПВ) с исследованием

внутреннего и наружного диаметра. ДВП сама по себе не допускается. Угол акустических приемников волны сдвига должен быть достаточным для обеспечения обнаружения дефектов в зонах рядом с поверхностью корневого и верхнего слоя шва. Эхо-импульсный контроль и ДВП должны проводиться одновременно»[34]. В зависимости от диаметра и толщины трубы можно использовать несколько сканеров. Метод ручного эхоимпульса используется для определения размеров дефектов, обнаруженных в каналах эхоимпульса первой четверти толщины ( $t/4$ ) и наружного диаметра (верхний слой сварного шва) автоматизированного оборудования ультразвукового контроля.

На крупных предприятиях контроль сварки осуществляется отдельным специалистом-контролером. Однако на небольших предприятиях часто нет руководителя сварочных работ, и сварщики сами проводят проверки.

- Предварительный контроль – здесь проверяется поверхность металла, электрод, флюс, присадочная проволока и газовая смесь. Затем проверяется качество сборки, подготовки рабочего места и сварочного оборудования непосредственно перед началом сварки.
- Контроль сварки – проверяется правильность выбранного режима и соответствие технологии в моменте сварки детали.
- Контроль качества – осуществляется в конце процесса сварки и проводится с использованием различных методов.
- Внешний осмотр- визуальный осмотр детали на наличие видимых дефектов.

Контроль качества сварных соединений осуществляется в соответствии с ГОСТ, где указаны допустимые погрешности. По окончании измерений необходимо составить протокол испытаний с описанием результатов.

#### 4 Безопасность и экологичность принятых решений

Технологическая характеристика объекта. В технологии проектирования используется способ механизированной сварки в защитном газе импульсным управлением дугой. «Санитарно-гигиенические характеристики дуговой сварки улучшаются за счет использования импульсивных источников питания. Импульсивные источники питания дают возможность снизить избыточную энергию дуги, управлять движением электродного металла и уменьшить его разбрызгивание.»[36] Это уменьшает выделение вредных веществ в сварочных аэрозолях в воздух на рабочем месте. Становится допустимым снижение энерго- и ресурсозатрат на процесс сварки, а также возможность понижать выделение вредоносных веществ в воздушное пространство рабочей зоны. Это является крайне важной проблемой, поскольку для защиты сварщиков и окружающей среды от неизбежных вредных сварочных аэрозолей, особенно при применении легированных электродных проволок.

Процесс сварки является причиной многих вредных факторов на рабочем месте, которые увеличивают сложность и стоимость сварочного оборудования, и в настоящее время проводятся исследования, чтобы определить, как энергетические параметры процесса сварки (напряжение и ток) влияют на выбросы сварочных аэрозолей и их вредные компоненты.

Потенциальное влияние процесса ремонтной сварки на санитарно-гигиенические характеристики не было полностью исследовано. Введу чего необходимо провести сравнительное исследование в данном разделе, а именно дать сравнительную гигиеническую оценку плазменной наплавки и предложить способы защиты от вредных производственных факторов

Таблица 12 - Технологический паспорт объекта

«Наименование технологических операций и выполняемых работ при осуществлении технологии»	«Наименование должности работника, в обязанности которого входит выполнение данной технологической операции»	«Перечень оборудования, устройств и приспособлений, применяемых при выполнении технологической операции»	«Вещества и материалы, применяемые при выполнении технологической операции»
1. Подготовительная операция	Слесарь-сборщик	Кромстрогальный станок, машинка шлифовальная	СОЖ, абразивный круг
2. Сборочная операция	Слесарь-сборщик	Центратор типа ЦН	Сжатый воздух
3. Проведение предварительного подогрева собранного стыка труб	Электросварщик на автоматических и полуавтоматических машинах	Подогреватель стыков индукционный	-
4. Осуществление сварки стыка на трубопроводе	Электросварщик на автоматических и полуавтоматических машинах	Источник питания сварочной дуги, центратор типа ЦН, сварочный полуавтомат	Проволока присадочная, электроды LB-62
5. Проведение зачистки сварного шва	Слесарь-сборщик	Машинка шлифовальная, зубило, молоток	Абразивный круг
6. Проведение контроля качества сварных стыков труб	Дефектоскопист	Контрольно-измерительная аппаратура»[37]	-

Риски, связанные с внедрением технологий проекта в производство представлены в таблице 13.

Таблица 13 –Профессиональные риски, сопровождающие осуществление проектной технологии

«Наименование технологической операции, выполняемые работы	Опасные и вредные производственные факторы, сопровождающие осуществление проектной технологии	Источник появления опасных или вредных производственных факторов
1.Подготовительная операция	<ul style="list-style-type: none"> <li>- острые кромки, заусенцы и шероховатости, присутствующие на поверхностях заготовок, инструмента иоборудования;</li> <li>- подвижные части механизмов, производственного оборудования</li> </ul>	Станок для проведения подготовки кромок, шлифмашинка
2. Сборочная операция	<ul style="list-style-type: none"> <li>- острые кромки, заусенцы и шероховатости, присутствующие на поверхностях заготовок, инструмента иоборудования;</li> <li>- подвижные части механизмов, производственного оборудования</li> </ul>	Наружный трубный центратор
3. Проведение предварительного подогрева собранного стыка труб	<ul style="list-style-type: none"> <li>- повышенное значение напряжения в электрической цепи, для которой присутствует риск замыкания через тело человека;</li> <li>- высокая температура нагрева поверхности оборудования, заготовок и сварочных материалов</li> </ul>	Индукционный трубный подогреватель
4. Осуществление сварки стыка труб	<ul style="list-style-type: none"> <li>- повышенное значение напряжения в электрической цепи, для которой присутствует риск замыкания через телочеловека;</li> <li>- высокая температура нагрева поверхности оборудования, заготовок и сварочных материалов;</li> <li>- повышенное значение в рабочей зонеуровня ультразвуковых волн;</li> <li>- повышенное значение в рабочей зонеуровня инфракрасной радиации</li> </ul>	Сварочный источник тока, наружный трубный центратор, сварочный полуавтомат

Продолжение таблицы 13

5. Проведение зачистки сварного шва	<ul style="list-style-type: none"> <li>- наличие острых кромок, заусенцев и шероховатостей на поверхностях заготовок, инструмента и оборудования;</li> <li>- подвижные части механизмов, производственного оборудования и машин</li> <li>- риск замыкания через тело человека электрической цепи, имеющей повышенное значение напряжения</li> </ul>	Шлифмашинка, молоток, зубило»[38]
-------------------------------------	---	-----------------------------------

Предлагаемые мероприятия по снижению профессиональных рисков в ходе внедрения в производство проектной технологии.

Таблица 14 - Методы и средства снижения воздействия опасных и вредных производственных факторов

«Перечень опасных и вредных производственных факторов, сопровождающих проектную технологию	Перечень предлагаемых организационных мероприятий и технических средств, осуществляющих защиту, снижение и устранение данного опасного и вредного производственного фактора	Наименование средства для осуществления индивидуальной защиты работника
1. Острые кромки, заусенцы шероховатости, присутствующие на поверхностях заготовок, инструмента и оборудования;	Проведение периодического инструктажа, разъясняющего работникам вопросы техники безопасности	Перчатки, спецодежда.
2. Подвижные части механизмов, производственного оборудования и машин	Наносить предупреждающие надписи, выполнять соответствующую краску, применять ограждения	-

Продолжение таблицы 14

3. Высокая температура нагрева поверхности оборудования, заготовок и сварочных материалов	Проведение периодического инструктажа, разъясняющего работникам вопросы техники безопасности	Спецодежда, перчатки
4. Риск замыкания через тело человека электрической цепи, имеющей повышенное значение напряжения	Устройство и периодический контроль заземления электрических машин и изоляции	-
5. Повышенное значение в рабочей зоне уровня ионизирующего излучения	Осуществление экранирования зоны сварки с использованием щитов	Спецодежда, маска сварщика
6. Повышенное значение в рабочей зоне уровня инфракрасной радиации	Осуществление экранирования зоны сварки с использованием щитов	Спецодежда, маска сварщика
7. Повышенное значение в рабочей зоне уровня ионизирующего излучения	Осуществление экранирования зоны контроля с использованием щитов, удаление источника излучения от оператора и снижение времени пребывания в опасной зоне оператора»[10]	-

«Предлагаемые меры по обеспечению пожарной безопасности разрабатываемых технологических объектов указаны в таблице 15»[10]

Таблица 15- Технические средства, обеспечивающие пожарную безопасность технологического объекта

Перечень первичных средств для проведения тушения возгорания	Перечень мобильных средств для проведения тушения возгорания	Перечень стационарных систем и установок для проведения тушения возгорания	Пожарная автоматика для проведения тушения возгорания	Перечень пожарного оборудования, для проведения тушения возгорания	Перечень средств индивидуальной защиты и спасения людей, применяющихся при	Перечень пожарного инструмента для проведения тушения	Перечень пожарной сигнализации, связи и систем оповещения
Ящики с песком, кошма, огнетушитель ОП-5	-	-	-	-	План эвакуации	Лопата, багор, топор	кнопка извещения о пожаре

Определение возможных классов пожаров и опасностей указаны в таблице 16.

Таблица 16- Выявление классов и опасных факторов возможного пожара

«Участок	Участок, на котором осуществляется сварка трубопровода
Оборудование	Установка для индукционного нагрева, источник питания сварочной дуги
Класс пожара	Пожары, которые происходят за счет воспламенения и горения веществ и материалов на электроустановках, запитанных электрическим напряжением (Е)
Опасные факторы	Пламя и искры; тепловой поток; повышенная температура окружающей среды; повышенная концентрация токсичных продуктов горения и термического разложения; уменьшение концентрации кислорода; снижение видимости в дыму



Продолжение таблицы 16

Сопутствующие появления факторов пожара	Замыкания на проводящих ток частях технологических установок, агрегатов изделий высокого напряжения; термохимическое действие используемых при пожаре огнетушащих веществ, на предметы и людей»[10]
---	---

В таблице 17 указан перечень организационных и технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности на технических объектах.

Таблица 17 – Перечень организационных и технических мероприятий, направленных на обеспечение пожарной безопасности технического объекта

«Наименование технологического процесса	Реализуемое организационное или техническое мероприятие	Требования по обеспечению пожарной безопасности
Подготовка кромок, сборка стыка, сварка стыка и контроль качества сварных соединений	Проведение ознакомительных мероприятий с рабочим персоналом и служащими, целью которых является доведение до них правил пожарной безопасности, использования средств наглядной агитации по пожарной безопасности. Учения по обеспечению пожарной безопасности с производственным персоналом и служащими	Необходимо обеспечить достаточное количество первичных средств пожаротушения, применение защитных экранов с целью ограничения разлёта искр.»[11]

Оценка экологической безопасности разрабатываемого технологического объекта.

Таблица 18 – Выявление и анализ вредных экологических факторов, сопровождающих внедрение проектной технологии

«Реализуемый технологический процесс	Операции, входящие в состав технологического процесса	Негативное воздействие технического объекта на атмосферу	Негативное воздействие технического объекта на гидросферу	Негативное воздействие технического объекта на литосферу
Подготовка кромок, сборка стыка, сварка стыка и контроль качества сварных швов и околошовной зоны	Подготовка стыка, сборка труб под сварку, выполнение сварки, контроль качества сварных швов и околошовной зоны	Выделяемые при сварке газообразные частицы и сажа	-	Бумажная»[10]

Таблица 19 – Проведение организационно-технических мероприятий, направленных на снижение отрицательного антропогенного воздействия технического объекта на окружающую среду

«Рассматриваемый технический объект в рамках проектной технологии	Технология восстановления трубопровода
Мероприятия, позволяющие снизить негативное антропогенное воздействие на литосферу	Необходимо предусмотреть установку контейнеров, позволяющих селективный сбор бытового мусора и производственных отходов. Необходима установка отдельного контейнера для сбора металлолома. На контейнеры следует нанести соответствующие надписи. Необходимо проведение инструктажа среди производственного персонала по вопросу правильного складывания в контейнеры мусора и отходов»[11]

Оценка экологической безопасности разрабатываемого технологического объекта.

Таблица 20 – Выявление и анализ вредных экологических факторов, сопровождающих внедрение проектной технологии

«Реализуемый технологический процесс	Операции, входящие в состав технологического процесса	Негативное воздействие технического объекта на атмосферу	Негативное воздействие технического объекта на гидросферу	Негативное воздействие технического объекта на литосферу
Подготовка кромок, сборка стыка, сварка стыка и контроль качества сварных швов и около шовной зоны	Подготовка стыка, сборка труб под сварку, выполнение сварки, контроль качества сварных швов и около шовной зоны	Выделяемые при сварке газообразные частицы и сажа	Проявитель и закрепитель рентгеновских снимков	Бумажная»[8]

В экологическом разделе были выявлены небезопасные также опасные производственные факторы, которые могут возникнуть при внедрении проектных технологий в производство. Были проанализированы возможности и меры по устранению или снижению производственного травматизма.

Проведя анализ было установлено, что что вредоносные факторы могут быть уменьшены или же устранены до требуемого уровня с использованием средств защиты. Внедрение проектных технологий сопряжено с опасностями для безопасности окружающей среды. Для устранения этих опасностей необходимо соблюдать требования производственной санитарии, а также технические регламенты.

## Заключение

Большая часть добываемой нефти в России доставляется потребителям трубопроводным транспортом. Ежегодно на нефтепромысловых трубопроводах в России совершается приблизительно 60 тысяч отказов, около 90% отказов – коррозионные повреждения. Для стальных трубопроводов основной причиной снижения надежности является внутренняя коррозия металла трубопровода.

Внутренняя коррозия трубопроводов вызывается электрохимическими процессами. Зонами коррозии в основном являются внутренние поверхности нижней образующей части трубопровода. Внутренняя коррозия трубопроводов особенно опасна в условиях течения жидкости (нефти), когда среда расслаивается (ламинарным режимом под действием сил гравитации).

Причинами, вызывающими внутреннюю коррозию трубопроводов, являются электрохимические процессы. Зоной коррозии обычно является внутренняя поверхность нижней образующей трубопровода. Внутренняя коррозия трубопроводов особенно опасна при расслоенном (ламинарном) режиме движения жидкости (нефти), когда под действием сил гравитации происходит расслоение сред.

Для обеспечения надежности трубопровода и бесперебойности его работы применяется катодная защита от почвенной коррозии, а также защита внутренних стенок от коррозии, что предоставляет возможность увеличить срок эксплуатации трубопровода без аварий. Однако, это возможно при строительстве новых трубопроводов. Исследование участка нефтепровода «Нижневартовск-Курган-Куйбышев», который является частью системы, соединяющей магистральные нефтепроводы фирмы «АК «Транснефть», срок службы которого приближается к гарантированным 33 годам, показало, что на участке №41 нефтепровода  $d_{тр} = 1220$  мм,  $S=12$ мм из ст. 17Г1С-У, толщина стенок достигла критической величины.

Основным разрушающим фактором нефтепровода является внутренняя коррозия, которая связана с физико-химическими характеристиками транспортируемой нефти: массовая доля воды в %, концентрация сероводорода, двуокиси углерода, кислорода в мг/дм<sup>3</sup>, концентрация механических примесей в мг/дм<sup>3</sup>. Перечисленные факторы определяют номинальную скорость коррозии  $СК_{ном}$  при эксплуатации нефтепровода и допустимую  $СК_{доп} = 0,5$  мм/год. На участке №41 нефтепровода допустимая  $СК_{доп} > 0,5$  мм/год. При таких показателях  $СК_{доп}$  замена труб неизбежна. Вычислив скорость коррозии, которая соответствует заданной величине риска отказа, вычисляется минимально допустимая толщина стенки трубопровода  $S_{доп}$ . Допустимая толщина стенки трубопровода  $S_{доп}$  определяется по объединенной площади коррозионных дефектов. Объединенная потеря металла определяется ее габаритной площадью  $F = k (\pi \cdot d_{тр}) \cdot L$ , мм<sup>2</sup>. Превышение габаритной площади дефекта  $F$  установлено руководящими документами на данный нефтепровод. Проведенное исследование распределения повреждений по окружности нефтепровода «Нижневартовск-Курган-Куйбышев» на участке № 41 позволило принять решение о целесообразности восстановления дефектного участка трубопровода при выборочном ремонте на монтаже. При разработке технологии восстановления нефтепровода в монтажных условиях по инструкции выполняются 3 этапа: 1) подготовительные работы на трассе, 2) сборка стыка трубы в траншее, 3) сварка стыка трубы в траншее.

Разработка технологии проведения подготовительных работ связана с подготовкой земельного участка для вскрытия траншеи, с подготовкой земельного участка траншеи с учетом установки трактора, удалением дефектного участка газовой резкой, которые приведены в работе.

Проведя обоснование выбора оборудования для сварки плавящимся электродом сплошного сечения, учитывая особенности процесса и

требований при возбуждении дуги с поверхности кромок, выбираем комплект Picomig 180puls TKG. Для восстановления дефектного участка выбранный комплект оборудования обеспечит снижение  $K_p$  за счет выбора: 1) наклона внешней ВАХ источника питания в диапазоне (0,02-0,04) В/А при условии  $K_y > 0$ ; 2) импульсного режима с  $f=(50-60)$ Гц; 3) использования смеси газа, состоящего из 80% Ar+15% CO<sub>2</sub>+5% O<sub>2</sub>.

Проектирование технологии сборки ремонтного участка трубы включает операции: подготовка кромок трубы, установка центраторов, сборка прихватками, транспортировка дефектного участка трубы.

Порядок наложения прихваток при сварке неповоротного стыка двумя сварщиками в траншее и режимы выбраны в соответствии с рекомендациями. Режим сварки для прихваток:  $I_d = (215-220)$  А,  $U_d = (20-21)$  В,  $V_{пр} = 164$  м/ч,  $Q = 13$  л/мин,  $I_{вылет} = (10-12)$  мм,  $L_{прихв} = 400$ мм,  $l_{пр} = 70$ мм.

По технологии восстановления участка неповоротного стыка трубы в монтажных условиях производится одновременно двумя аттестованными сварщиками в установленном порядке. 1) Сварка корневого шва и первого с заполняющего слоя проводится на режимах:  $I_d = (215-220)$ А,  $U_d = (20-21)$ В,  $V_{пр} = 164$  м/ч,  $Q = 13$  л/мин,  $I_{вылет} = (10-12)$  мм,  $\partial U / \partial I = 0,02$  В/А. 2) Сварка 2 и 3 заполняющего слоев :  $I_d = (220-225)$ А,  $U_d = (22-24)$ В,  $V_{пр} = 220$  м/ч,  $Q = 13$  л/мин,  $I_{вылет} = (10-12)$  мм,  $\partial U / \partial I = 0,02$  В/А с колебаниями электродной проволоки. 3) Облицовочный шов выполняется на режиме 3-го слоя с колебаниями электродной проволоки. Участки облицовочного слоя с чешуйчатостью, при которой превышение гребня над впадиной составляет более 1,0 мм, а также участки с превышением усиления шва более 3,0 мм обрабатываются механическим способом.

После контроля качества проводится заключительный этап, связанный с восстановлением трассы нефтепровода.

## Список используемых источников

1. А. с. 448106 СССР , В 23 к 35/38. Защитная газовая смесь / Б.Е. Патон, А.В. Кирсанов, В.В. Подгаецкий и др. – Приор. 26.06.72. Опубл. 30.10.74; Бюл. № 40.
2. Белов, С. В. Охрана окружающей среды / С. В. Белов. – М.: Машиностроение, 1990. – 372с.
3. Гецкин, О.Б. Разработка алгоритма управления переносом электродного металла при сварке в защитных газах и его реализация в многофункциональном сварочном источнике: диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук. – Чебоксары: НПП «Технотрон». – 2010.
4. Головатюк, А.П. Интенсивность образования аэрозолей при ручной сварке модулированным током / А.П. Головатюк, В.С. Сидорук, О.Г. Левченко и др. // Автоматическая сварка. – 1985. – № 2. – С. 39–40.
5. Горина, Л. Н. Обеспечение безопасных условий труда на производстве: учебное пособие / Л. Н. Горина. – Тольятти: ТолПИ, 2000. – 68 с.
6. Егоров, А.Г. Правила оформления выпускных квалификационных работ по программам подготовки бакалавра и специалиста: учебно- методическое пособие / А.Г. Егоров, В.Г. Виткалов, Г.Н. Уполовникова, И.А. Живоглядова Тольятти, 2012, - 135с.
7. Зайнуллин Р.С., Воробьев В.А., Александров А.А. Повышение безопасности нефтепродуктопроводов ремонтными муфтами / Под ред. Р.С. Зайнуллина – Уфа: РИО РУНМЦ МО РБ. – 2005 – 119 с.
8. Квасов Ф.В. Особенности механизированной сварки с управляемым переносом электродного металла //Сварочное производство. 1999. № 8. С. 27–31.
9. Крампит, А.Г. Разработка и исследование процесса сварки в CO<sub>2</sub>

в щелевую разделку при импульсном питании: Диссертация на соискание учёной степени доктора технических наук, Юрга: Томский политехнический университет. – 2003

10. Краснопевцева, И. В. Экономическая часть дипломного проекта: метод. указания / И. В. Краснопевцева – Тольятти: ТГУ, 2008. – 38 с.

11. Кусков, Ю.В. Эволюция производства сварочных материалов и перспективы нового тысячелетия / Б.В. Кусков, Г.Н. Полищук // II Международная конференция по сварочным материалам стран СНГ: Сб. докл. – Орел. – 2001. – С 97–98.

12. Лебедев, В.А. Зависимость между скоростями импульсной подачи электродной проволоки и её плавления при сварке с короткими замыканиями / В.А. Лебедев // Автоматическая сварка. – 2007. – № 4. – С. 19–22.

13. Лебедев, В.А. Современные механизмы подачи электродной проволоки в аппаратах для механизированной сварки, наплавки и резки / В.А. Лебедев, С.И. Притула // Автоматическая сварка. – 2006. – № 4. – С. 53–56.

14. Левченко, О.Г. Образование аэрозолей при сварке в  $\text{CO}_2$  модулированным током // Автоматическая сварка. – 2000.– № 8. – С. 48–50.

15. Липский, В.К. Методика восстановительной термической обработки магистральных трубопроводов, основанная на неразрушающей оценке фактического уровня механических свойств металла / В.К. Липский, А.Н. Янушонок, А.С. Снарский // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Сер. В. Прикладные науки. – 2006. – № 12. – С. 93 – 96.

16. Мазур, И.И. Конструктивная надёжность и экологическая безопасность трубопроводов / И.И. Мазур, О.М. Иванцов, О.И. Молдованов. – М.: Недра, 1990. – 264 с.

17. Махненко, В.И. Выбор технологий устранения дефектов в



магистральном трубопроводе без вывода его из эксплуатации / В.И. Махненко, Е.А. Великоиваненко, О.И. Олейник // Автоматическая сварка. – 2008. – № 6. – С. 12–18.

18. Патон, Б.Е. Применение защитных газов в варочном производстве / Б.Е. Патон, С.Т. Римский, В.И. Галинич // Автоматическая сварка. – 2014. – № 6–7. – С. 17–24.

19. Пентегов, И.В. Метод определения температуры проволоки на выходе из мундштука при механизированной сварке в защитных газах / И.В. Пентегов, О.И. Петриенко // Автоматическая сварка. – 2005. – № 10. – С. 25–28.

20. Потапьевский А. Г. Сварка в защитных газах плавящимся электродом. – М.: Машиностроение, 1974. – 240 с.

21. Потапьевский, А. Г. Сварка в защитных газах плавящимся электродом. Часть 1. Сварка в активных газах. Издание 2-е, переработанное. К.: «Екотехнологія», 2007.-192с.

22. Потапьевский, А.Г. Сварка сталей в защитных газах плавящимся электродом. Техника и технология будущего: монография / А.Г. Потапьевский, Ю.Н. Сараев, Д.А. Чинахов. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2012. – 208 с.

23. Походня, И. К. Сварка порошковой проволокой и перспективы ее развития / И. К. Походня // Сварочное производство. – 1967. – № 11. – С. 43–45.

24. Реальные возможности безредукторных механизмов импульсной подачи электродной проволоки / В.А. Лебедев, С.П. Ковешников, Б.Г. Светников, С.И. Полосков // Вопросы атомной науки и техники. Сер.: Ядерная техника и технология. - 1989, Вып. 4. - С. 46-48.

25. Сараев Ю.Н. Управление переносом электродного металла при дуговой сварке с короткими замыканиями дугового промежутка // Автоматическая сварка. – 1988. – № 12. – С. 16–23.

26. Сараев Ю.Н., Безбородов В.П., Полетика И.М., Тютев А.В., Никонова И.В., Кирилова Н.В., Севастьянов С.П. Улучшение структуры и свойств сварных соединений труб большого диаметра из низколегированной стали при импульсно-дуговой сварке//Автоматическая сварка. – 2004. – № 12. – С. 34-38.
27. Семенов, С.Е. Экспериментальная оценка состояния металла длительно работающих сварных нефтепроводов / С.Е. Семенов, А.А. Рыбаков, В.И. Кирьян [и др.] // Автоматическая сварка. – 2001. – № 5. – С. 18–22.
28. Трещиностойкость металла труб нефтепроводов / А.Г. Гумеров [и др.]. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2001. – 231 с.
29. Хохлачева Н. М. Коррозия металлов и средства защиты от коррозии. Учебное пособие / Н.М. Хохлачева, Е.В. Ряховская, Т.Г. Романова. - М.: ИНФРА-М, 2016. - 118 с.
30. Шлепаков, В.Н. Влияние состава сердечника порошковой проволоки и защитного газа на стабильность процесса дуговой сварки / В.Н. Шлепаков, А.С. Котельчук, С.М. Наумейко, А.В. Билинец // Автоматическая сварка. – 2005. – № 6. – С. 18–22.
31. Юхимец, П.С. Продление ресурса трубопровода с дефектами на внутренней поверхности / П.С. Юхимец, С.В. Кобельский, В.И. Кравченко [и др.] // Автоматическая сварка. – 2006. – № 3. – С. 40–42.
32. Harvey R. Castner. Gas metal arc welding using pulsed fume generation current. WELDING RESEARCH SUPPLEMENT. – February, 1995. – P. 59–68.
33. Winifred G. Palmer, James C. Eaton. Effects of welding on health, XIII // American Welding Society. – 2007. – International Standard Book Number: 978- 0-87171-067-3.
34. James M. Antonini. Health effects of welding // Critical reviews in toxicology. – 2003. – 33(1). – P. 61–103.

35. Stützer, J., Zinke, M. & Jüttner, S. Erratum to: Studies on the pore formation in super duplex stainless steel welds. *Weld World* 61, 635 (2017).
36. A Hosseini, V., Hurtig, K., Eyzop, D. et al. Ferrite content measurement in super duplex stainless steel welds. *Weld World* 63, 551–563 (2019)
37. Kadoi, K., Fujinaga, A., Yamamoto, M. et al. The effect of welding conditions on solidification cracking susceptibility of type 310S stainless steel during laser welding using an in-situ observation technique. *Weld World* 57, 383–390 (2013).
38. J. Cao, Y. Gong, K. Zhu, Z.G. Yang, X.M. Luo, F.M. Gu, Microstructure and mechanical properties of dissimilar materials joints between T92 martensitic and S304H austenitic steels, *Mater. Des.* 32 (5) (2011) 2763–2770