НОУ «Камский институт гуманитарных и инженерных технологий»

Факультет нефтегазовых и строительных технологий

Кафедра «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Допустить к защите

«\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_2008 г.

Зав.кафедрой, доктор эконом.наук

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_В.А. Тумаев

**Тема: «Диагностическое обследование и ремонт нефтепровода**

**«Калтасы – Уфа – 2» на подводном переходе р.Калмаш**

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

Руководитель проекта Р.Р. Атнагулов

Технологический раздел

зам. заведующего кафедрой В.В. Гусев

Экономика и организация производства, к.э.н. О.Е. Данилин

Безопасность и экологичность проекта, доц. В.В. Столов

Нормоконтролер А.Е. Бойчук

Дипломный проект защищен с оценкой \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Секретарь ГАК \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

2008 год

**СОДЕРЖАНИЕ**

ВВЕДЕНИЕ

1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Общие сведения о месторождении

1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов, вмещающих пород и покрышек

1.4 Свойства и состав нефти, газа, конденсата и воды

1.5 Запасы нефти, газа и конденсата

2 РАЗДЕЛ ОБЩЕГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ДИАГНОСТИКИ

2.1 Краткое описание нефтепровода Калтасы-Уфа-2

2.2 Характеристика перекачивающей станции

2.3 Характеристика и раскладка труб на участке

# 2.4 Проведение комплексной диагностики трубопровода

## 2.4.1 Общие положения

2.4.2 Методы технического диагностирования линейной части магистрального нефтепровода

### 2.4.2.1 Методы технической диагностики, основанные на контроле параметров

### 2.4.2.2 Методы магнитного и электромагнитного контроля

## 2.4.3 Состав и порядок проведения работ по диагностированию

## 2.4.4 Организация пропуска внутритрубных снарядов

# 2.4.5 Основные технические данные внутритрубных инспекционных снарядов

2.4.5.1 Очистные скребки типа СКР1 и СКР1-1

2.4.5.2 Профилемер “Калипер”

2.4.5.3 Снаряд-дефектоскоп “Ультраскан” WM

2.4.5.4 Магнитный дефектоскоп

### 2.4.5.5 Запасовочное устройство

## 2.5 Результаты диагностического обследования

2.6 Требования к проведению ремонта нефтепроводов различными методами

2.7 Порядок проведения ремонта дефектов

2.8 Методы ремонта дефектных участков нефтепровода

2.9 Краткая характеристика подводного перехода

3 РАСЧЕТНЫЙ РАЗДЕЛ

3.1 Расчет толщины стенки трубопровода

3.2 Проверка толщины стенки на прочность и деформацию

3.3 Расчет устойчивости трубопровода на водном переходе

4 ДИАГНОСТИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ И РЕМОНТ НЕФТЕПРОВОДА «КАЛТАСЫ-УФА-2» НА ПОДВОДНОМ ПЕРЕХОДЕ Р.КАЛМАШ

4.1 Водолазное обследование

4.2 Земляные работы

4.2.1.Разработка подводной траншеи экскаватором с понтона

4.3 Монтажно-укладочные работы подводного перехода

4.3.1 Демонтаж старой нитки трубопровода

4.3.2 Сварочно-монтажные работы

4.3.3. Гидравлическое испытание

4.3.4 Изоляция

4.3.5 Футеровка подводного трубопровода

4.3.6 Балластировка подводного трубопровода

4.3.7 Укладка новой плети трубопровода

4.3.8 Контроль изоляции участка

4.3.9 Берегоукрепления пойменной части подводного перехода

# 4.4 Технология установки обжимной приварной муфты

# 4.4.1 Общие положения

4.4.2 Конструкция сварной ремонтной муфты

# 4.4.3 Технология изготовления ремонтной конструкции

4.4..4 Технология установки и сварки ремонтной конструкции на действующем трубопроводе

5 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

5.1 Правовые, нормативные и инструктивные акты, регламентирующие трудовую деятельность

5.2 Охрана труда

5.2.1 Инженерные и организационные меры обеспечения безопасности труда

5.2.1.1 Инженерно-технические мероприятия

5.1.1.2. Организационные мероприятия

5.2 Промышленная безопасность

## 5.2.1 Мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварии

5.2.2 План ликвидации возможных аварийных ситуаций

5.2.3 Организация управления в ЧС

5.3 Экологичность проекта

6 РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

**СПИСОК ТАБЛИЦ**

Таблица 1.1 - Физические параметры пластовых нефтей

Таблица 2.1 - Характеристика труб и металла

Таблица 2.2 - Технические характеристики скребков

Таблица 2.3 - Точность определения размеров и координат дефектов потери металла

Таблица 2.4 - Точность определения размеров и координат дефектов поперечных трещин

Таблица 2.5 - Описание и обнаружение аномалий трубопроводов

Таблица 2.6 - Описание и обнаружение дефектов вмятин

Таблица 2.7 - Описание и обнаружение металлических предметов

Таблица 2.8 - Пропуск специальных скребков

Таблица 2.9 - Пропуск магнитных скребков

Таблица 2.10 - Результаты очистки

Таблица 2.11- Выявленные дефекты

### Таблица 4.1 Температура и время прокалки электродов

Таблица 4.2 - Величина зазора стыка при сборке продольных стыков муфты.

Таблица 5.1 - Взрыво и пожароопасные свойства нефти

Таблица 5.2 - Распределение взрывоопасных смесей по категориям и группам по ГОСТ 12.1.011-78

Таблица 5.3 - Допустимая крутизна откосов траншеи и ремонтного котлована

Таблица 5.4 - Параметры расположения строительной техники около траншеи

Таблица 5.5 - Нормы выдачи спецодежды

**СПИСОК РИСУНКОВ**

Рисунок 2.1 – Очистной скребок типа СКР1.

Рисунок 2.2 - Профилемер “Калипер”

Рисунок 2.3 - Дефектоскоп Ультраскан

Рисунок 2.4 - Магнитный скребок

Рисунок 2.5 – Снаряд-шаблон магнитного дефектоскопа MFL.

Рисунок 2.6 - Магнитный дефектоскоп

Рисунок 2.7- Оборудование, используемое при запасовке магнитных снарядов

Рисунок 2.8 - Запасовка дефектоскопа WM в камеру запуска.

Рисунок 2.9 - Оборудование, используемое при выемке магнитных снарядов

Рисунок 4.1 - Конструкция герметичной привариваемой обжимной муфты.

Рисунок 4.2 Последовательность наложения швов по сечению сварного соединения продольных стыков муфты.

**РЕФЕРАТ**

Дипломный проект содержит 129 страницы текста, 19 таблицы, 11 рисунков.

СИСТЕМА СБОРА, ВНУТРИПРОМЫСЛОВЫЙ ТРАНСПОРТ

Объектом дипломного проектирования является

Цель дипломного проектирования – разработка предложений по реконструкции

Проведен анализ

В результате предложены мероприятия по повышению надежности

Предложена система реконструкции сбора на Арланском месторождении.

Степень внедрения – имеет практическое внедрение на производстве.

**ОСНОВНЫЕ СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ**

# РД – Руководящий документ

МН – Магистральный нефтепровод

ОАО МН – Открытое акционерное общество магистральных нефтепроводов

НПС – Нефтеперекачивающая станция

ЛПДС – Линейно-производственная диспетчерская станция

ВИС – Внутритрубный инспекционный снаряд

ДПР – Дефект, подлежащий ремонту

ПОР – Дефект первоочередного ремонта

ИПТЭР – Институт проблем транспорта и энергоресурсов, г. Уфа

ДДК – Дополнительный дефектоскопический контроль

WM – Ультразвуковой внутритрубный дефектоскоп для выявления дефектов потери металла, расслоений, измерения толщины стенки трубы

MFL – Магнитный внутритрубный дефектоскоп для выявления дефектов кольцевых сварных швов, потери металла

CD – Ультразвуковой внутритрубный дефектоскоп для выявления трещиноподобных дефектов стенки трубы и сварных швов

АЭД – Акустико-эмиссионная диагностика

ЦТД – Центр технической диагностики

ЭХЗ – Электрохимическая защита

**ВВЕДЕНИЕ**

В решении экономических и социальных задач трубопроводный транспорт приобрел важное народнохозяйственное значение. Объем транспортируемой по трубопроводам нефти составляет 93 % от общего объема транспортировки.

Транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам вызывает необходимость в обеспечении надежной работы трубопроводных систем.

Отказы на магистральных трубопроводах наносят не только большой экономический ущерб из-за потерь продукта и нарушения непрерывного процесса производства в смежных отраслях, но могут сопровождаться загрязнением окружающей среды, возникновением пожаров и даже человеческими жертвами.

При транспортировке больших объемов нефти, высоких давлениях необходимо обеспечивать надежность магистральных нефтепроводов и предупреждение отказов, аварий. Естественное старение магистральных нефтепроводов и в связи с этим значительное повышение требований к их экологической безопасности – характерные особенности условий работы трубопроводного транспорта нефти. Эти моменты и определяют основные направления совершенствования системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций в отрасли. В компании «Транснефть» к этим направления относят следующие:

- оснащение специализированных аварийно-восстановительных пунктов современным оборудованием и техническими средствами для ликвидации аварий и устранение дефектов нефтепроводов, в том числе на подводных переходах;

- внедрение систем мониторинга технического состояния магистральных нефтепроводов и их объектов;

- развитие системы и технологий планирования ремонта и предотвращения отказов магистральных нефтепроводов, в основе которых лежит оценка степени опасности выявленных дефектов, их ранжирование и устранение в первую очередь наиболее опасных;

- развитие информационных технологий комплексного анализа технического состояния магистральных нефтепроводов и их объектов на основе сопоставления данных внутритрубной инспекции, данных о состоянии электрохимической защиты от коррозии, данных о русловых процессах на подводных переходах, данных об отказах, авариях и ситуационных измерениях в зоне трассы трубопроводов;

- создание надежных машин и механизмов для выборочного и капитального ремонта магистральных нефтепроводов, позволяющих производить ремонт с заменой изоляции и устранением дефектов. В состав этих комплексов входят землеройная техника, подкапывающие, очистные, праймирующие и изоляционные машины нового поколения.

- создание стационарных и мобильных рубежей задержания и улавливания нефти на основе применения современных боновых заграждений и высокоэффективных систем сбора нефти с поверхности воды.

Качество выполнения ремонтных работ во многом определяется совершенством применяемых машин и механизмов, качественной организацией операционного контроля на всех этапах ремонта и, наконец, грамотным выполнением требований технологии ремонта.

При обнаружении дефектов появляется необходимость в обосновании тех или иных способов восстановления работоспособности нефтепровода (капитальный ремонт нефтепровода или выборочный ремонт дефектов, подлежащие немедленному устранению, расположены на значительном удалении друг от друга).

В разделе «КИП и автоматика» освещен вопрос о назначении, устройстве и принципе действия Толщиномера МТ-50НЦ.

В разделе «Безопасность и экологичность проекта» описываются мероприятия по избежанию опасных ситуаций при выполнении работ по вырезке «катушки».

В разделе «Экономика» приведен расчет экономической эффективности проведения комплексной диагностики линейной части нефтепровода «Калтасы-Уфа II».

**1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ**

**1.1 Общие сведения о месторождении**

Арланское нефтяное месторождение одно из крупнейших в стране и самое крупное в республике. Оно расположено на крайнем северо-западе Башкортостана и частично в пределах Удмуртии. Начальные геологические запасы месторождения составляли более миллиарда тонн, а размеры более 100 в длину и до 30 км в ширину.

Месторождение занимает обширную территорию северо-западной части республики Башкортостан. Почти вся эта территория является низменностью, приуроченной к долинам рек Кама и Белая. Восточная часть площади месторождения холмистая, западная - является широкой долиной реки Белой, лишь северная часть (Вятская площадь) - приподнятая.

Геологические исследования района начались в конце 19 века.

В конце 30-х годов на территории месторождения проводили геофизические исследования: магнитометрию, гравиразведку.

В 1949 году проводили электроразведку. Каких-либо существенных результатов, с точки зре­ния подготовки площадей и структур под глубокое бурение, получено не было. В 1946 году на территории месторождения были начаты детальные геологические исследования силами объединения «Башнефть». В первые годы работ выявлена Акинеевская структура. В конце 40-х годов были выявлены Вятское поднятие и небольшая антиклинальная структура, названная Крым-Сарайской. Одновременно проводили структурно-поисковое бурение. В1954 году из ТТНК получена первая нефть и открыта Вятская площадь. Глубокие структурно-поисковые скважины бурились на ТТНК (Терригенная толща нижнего карбона), поисково-разведочные - в основном на терригенном девоне.

Арланское нефтяное месторождение является одним из крупнейших в России и самым большим в Республике Башкортостан. Расположено оно к северо-западу от г.Уфы на крайнем северо-западе Башкортостана и частично в Удмуртии. Открыто месторождение, по результатам структурного бурения в 1954г., в разработку введено в 1958г. Условно оно делится на площади: Арланская, Николо-Березовская, Вятская и Новохазинская. Разрабатывается АНК “Башнефть” в рамках НГДУ “Арланнефть”, “Южарланнефть” (Новохазинская площадь), “Чекмагушнефть” (Юсупов­ский участок Новохазинской площади) и ОАО “Белкамнефть” (Вятская площадь).

В административном отношении месторождение расположено на территориях Краснокамского и Дюртюлинского районов Башкортостана и Каракулинского района Удмуртской Республики.

В геоморфологическом отношении территория расположена в Камско-Бельском понижении на правобережье нижнего течения р.Белой и р.Кама.

Район месторождения протяженностью 120 км промышленно обустроен, центр г.Нефтекамск. При разработке учитывалось, что пойменные участки рек Кама и Белой подлежат затоплению, в связи со строительством Нижнекамской ГЭС. Ожидаемый подъем уровня воды в р. Кама - до отметки 66-68 м. По р.Белой территория защищена дамбами-дорогами и производится бурение наклонно-направленных и скважин-дублеров для выработки запасов. По р.Кама (Вятская площадь) принят вариант строительства скважин со спецоснований. Имеются охранные зоны в районе г.Нефтекамска, рабочего поселка и Камского водозабора.

Основные населенные пункты по территории месторождения: г.Нефтекамск, д.Николо-Березовка, Ташкиново, Сосновка, Арлан, Ашит, Ново-Нагаево, Шушнур, Шарипово, Ангасяк, Куяново, Юсупово, Кухтино, Сухарево. Территорию месторождения пересекает железная дорога Янаул-Нефтекамск.

Основные населенные пункты по территории месторождения: г.Нефтекамск, д.Николо-Березовка, Ташкиново, Сосновка, Арлан, Ашит, Ново-Нагаево, Шушнур, Шарипово, Ангасяк, Куяново, Юсупово, Кухтино, Сухарево. Территорию месторождения пересекает железная дорога Янаул-Н Пластовая вода после очистных сооружений используется в системе заводнения. Закачка воды осуществляется в основном кустовыми насосными станциями.

**1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения**

Арланское нефтяное месторождение - одно из крупнейших в России.

В него входят четыре площади (с юга на север): Новохазинская, Арланская, Николо-Березовская и самая северная - Вятская.

В турнейском ярусе выявлено несколько залежей нефти приуроченных к наиболее приподнятым участкам залегания турнейских известняков, представленных чередованием органогенно-шламовых разностей. Дебиты скважин из турнейских известняков небольшие, в среднем 0.8 - 5.2 т/сут нефти.

Терригенная толща нижнего карбона стратиграфически соответствует елховскому, на отдельных участках радаевскому, бобриковскому и частично тульскому горизонтам визейского яруса. Представлена она темно-серыми аргиллитами и светло-серыми и бурыми алевролитами и песчаниками. Песчаники и алевролиты, являющиеся коллекторами нефти, имеют кварцевый состав и обычно слабо или средне сцементированы.

Всего насчитывается до шести - восьми пластов (нефтенасыщенными являются верхние шесть - семь пластов). Общая толщина песчаников от 2 до 57 м. Нижний (СVI ) нефтенасыщенный пласт наиболее мощный (до 12 м) относится к бобриковскому горизонту. Остальные пласты (от V до I) стратиграфически приурочены к тульскому горизонту. Наиболее широко развит на территории месторождения II пласт. Пласты I, III, IV, V представлены линзами и линзовидными прослоями.

В строении Арланского Нефтяного месторождения принимает участие отложения от четвертичного, третичного и пермского возраста выходящая на поверхность до наиболее древних отложений Бавлинской свиты, частично пройденных глубокими разведочными скважинами. Максимальная мощность осадочная мощность осадочных пород равна 3005 м была вскрыта скважина № 36 на Арланской площади. Геологический разрез девонских месторождений и каменноугольных отложений представлен в основном карбонатными породами, а терригенные отложения имеют значительно меньшую мощность.

Каменноугольные отложения - представлен Турнейским ярусом, в основании залегает заволжский горизонт представленный известняками с прослойкой доломитов и примазками зеленой глины.

Терригенная толща нижнего карбона. Литологический состав представлен песчано-глинистыми и алевролитовыми породами с большим количеством включения пирита и обуглившихся растительных остатков с прослоями глинистых сланцев, углей, известняков.

Тульский горизонт представлен терригенно-карбонатными породами.

Серпуховский надгоризонт представлен доломитами с прослоями известняков, с включением гипса и ангидрита.

Намюрский ярус представлен толщей доломитов, с прослоями доломитизированных известняков.

Средний карбон. Башкирский ярус. Сложен известняками с остатками водорослей фораминиферовами с примазками глины.

Московский ярус. Вирейский горизонт представлен переслаиванием известняков и аргиллитов, среди которых встречаются подчиненные прослоем мергелей, аревролитов, редко песчаников и доломитов.

Каширский горизонт сложен из известняков и доломитов, с редкими прослоями мергеля и тонкими примазками аргиллитов.

Подольский горизонт представлен известняками с незначительной прослойкой доломитов.

Мячковский горизонт сложен известняками, плотными, крепкими, доломитизированными, встречаются прослои доломитов.

Верхний карбон представлен чередованием известняков с доломитами.

Пермские отложения. Нижняя часть. Сакмарский ярус - сложен известняками плотными, крепкими. Артинский ярус - представлен чередованием доломитов и известняков плотными, крепкими, кристаллическими, сульфатизированными, иногда глинистыми. Кунгурский ярус- сложен органогенно-карбонатными отложениями. В основании залегают два прослоя ангидритов, расчленённые прослоем доломитов.

#### Верхняя пермь представлена известняковатыми глинами, алевролитовыми, плотными, в нижней части загипсованными, прослоями песчаниками.

Третичные отложения сложены серыми и коричневато-серыми глинами с прослоями серых песков.

Четвертичные отложения представлены в основном аллювиальными отложениями Камы и Белой.

**1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов, вмещающих пород и покрышек**

В связи с плохой сортировкой обломочного материала и своеобразными текстурно-структурными особенностями пород коллекторские свойства невысокие. Пористость обычно не превышает 13 - 16 %, лишь изредка отмечаются цифры 20 - 24 %, проницаемость колеблется от 0.005 до 0.600 мкм2, редко 0.830 - 4.260 мкм2.

Пласт СII относится к числу наиболее развитых пластов. Он довольно неоднороден, песчаники часто замещаются алевролито-глинистыми разностями пород. В разрезе отдельных скважин пласт СII глинистыми породами расслаивается на 2 прослоя, с толщиной каждого из них до 1.5, реже 2 м.

В распределении толщин пласта СII в северо-западной части месторождения отмечается тенденция к увеличению ее значений с северо-запада на юго-восток.

Породы пласта представлены, в основном, песчаниками мелкозернистыми, иногда с примесью зерен среднезернистой фракции. Песчаники местами алевритистые, глинистые.

Ввиду неоднородности литологического состава коллекторские свойства пласта очень непостоянные: пористость изменяется от 8 до 28 %, проницаемость от 0.010 до 6.300 мкм2.

Таким образом, разрез ТТНК характеризуется следующими осо­бенностями строения:

1. Наличие мощной толщи песчаников (до половины толщины разреза).

2. Расчлененность разреза (до 9 песчаных пластов).

3. Широкое развитие глинистых и углистых пород.

4. Наличие глубоких размывов турнейских известняков.

5. Крайняя неравномерность развития пласта песчаников по пло­щади, особенно пластов т. н. промежуточной пачки (1Уо, IV, V, У1о).

6. Резкие изменения толщины основных песчаных пластов (II, III)

**1.4 Свойства и состав нефти, газа, конденсата и воды**

Характерным для нефтей терригенных отложений нижнего карбона Арланского месторождения является низкий газовый фактор 13 - 18 м3/т, некоторые пробы нефти имеют газовый фактор от 12,0 до 20,3 м3/т и высокое содержание азота, которое объясняет высокое значение давления насыщения при общей низкой газонасыщенности.

Исследования поверхностных нефтей показали, что нефти терригенных отложений нижнего карбона тяжелые, вязкие.

По химическому составу нефти высокосернистые, высокосмолистые, парафинистые. Содержание серы 2 - 4 %, парафина 3 - 4.5 %, смол 14.2 - 20.0 %, асфальтенов 4.2 - 8.9 %.

Пластовые воды терригенной толщи нижнего карбона относятся к хлоридно-кальциевому типу, хлоридной группе, натриевой подгруппы. В солевом составе вод преобладают хлориды натрия и калия, образующие первую соленость. Воды замкнутых участков как по пласту СII, так и по пласту СVI, а также связанные воды являются рассолами, из которых может образоваться твердый осадок.

Законтурные воды на Арланской и Ново-Хазинской площадях отличаются лишь по средним значениям плотности и очень близки по своим основным гидрохимическим показателям.

Таблица 1.1

Физические параметры пластовых нефтей

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Пласт | Плотность | Вязкость, мПа.с | Газосодер-жание, м3/т | Объемный коэффициент, доли ед. |
| При Рпл | При Рнас | При Рпл | При Рнас |
| К2в+н | 0.861 | 0.855 | 7.04 | 5.53 | 12.9 | 1.032 |
| К4 | 0.861 | 0.854 | 13.95 | 11.34 | 13.5 | 1.039 |
| В3 | 0.869 | 0.862 | 12.1 | 9.9 | 14.5 | 1.02 |
| СII | 0.879 | 0.870 | 22.08 | 16.22 | 16.48 | 1.038 |
| CIV | 0.884 | 0.878 | 32.765 | 28.45 | 16.85 | 1.035 |
| CVI | 0.912 | - | 107.28 | 76.28 | 6.2 | 1.011 |
| ДIв | 0.878 | 0.864 | 22.61 | 11.93 | 7.9 | 1.036 |

Подошвенные воды имеют некоторое различие на отдельных площадях, но в общем близки между собой.

Резко отличаются по характеристике воды, отобранные в пределах замкнутых участков внутри залежи (застойные воды) СVI Ново-Хазинской площади. По сравнению с водами законтурными, подошвенными и даже водами замкнутых участков Арланской площади они характеризуются повышенными значениями плотности, минерализации, содержанием сульфат-ионов.

Попутные газы Арланского месторождения - жирные, содержат в своем составе бензиновые фракции.

В углеводородной части газа преобладающими являются этан и пропан для Вятской и Николо-Березовской площадей; метан и пропан для Арланской и Ново-Хазинской площадей. Характерным для Арланского месторождения является высокое содержание азота в попутном газе.

Наряду с обычным исследованием состава газа, газ исследовался на содержание редких компонентов: гелия и аргона.

Содержание газа в водах терригенной толщи составляет 190 - 250 см3/л. В составе газов концентрация азота 84 - 90 %, метана 6 - 12 %, этана 2.4 - 2.5 %, тяжелых углеводородов 2.5 - 2.7 %, углекислого газа 0.3 - 1.5 %.

**1.5 Запасы нефти, газа и конденсата**

На Арланском месторождении продуктивными являются 4 толщи — известняки турнейского яруса, пласты песчаников ТТНК (включая алексинский горизонт), карбонатные коллекторы московского яруса (каширский и подольский горизонты) и пласт известняка верейского горизонта.

Продуктивность этих толщ, равно как и запасы, сильно различаются. Различна и их изученность. Если ТТНК исследована достаточно полно, то остальные объекты — в гораздо меньшей степени. Если исключить небольшую залежь в верейском горизонте Новохазинской площади, то залежи турнейского яруса меньше всего подготовлены к разработке. Степень изученности объектов определялась их промышленной ценностью.

На стадии поисково-разведочных работ производили оперативную оценку запасов в пределах разведанной площади. Как правило, при этих оценках использовали суммарную толщину всех пластов, а подсчетные параметры определялись как средние, без деления по пластам. Такой прием в те годы был обычным и больших сомнений не вызывал.

В связи с тем, что обширную территорию месторождения разведывали по отдельным участкам, находящимся на значительном расстоянии друг от друга, а также поэтапной разведке отдельных площадей со значительным различием во времени, первоначально считалось, что открывали самостоятельные месторождения: Арланское, Вятское, Николо-Березовское, Уртаульское, Новохазинское и т.д. Поэтому первые подсчеты запасов производили по месторождениям, не связанным друг с другом. В связи с недостатком первичной информации некоторые параметры принимали по аналогии или ориентировочно.

Первая работа по подсчету запасов Арланской площади выполнена В. С. Виссарионовым в 1957 г. . При этом считалось (как отмечалось выше), что эта площадь является самостоятельным месторождением. Подсчет был выполнен для технологической схемы разработки, составленной И. Г. Пермяковым.

В результате разведочных работ 1957—1958 гг. были получены новые данные, существенно изменившие представления о геологическом строении месторождения. В связи с этим БашНИПИнефти было поручено произвести пересчет запасов Арланского месторождения. Эту работу в 1958—1959 гг. выполнили А.В. Копытов и А.Д. Надежкин. На это время было пробурено 83 скважины: в 59 — получен приток нефти из ТТНК, в 9 — из каширо-подольских отложений и в 2 скважинах — из турнейского яруса.

Подсчетные параметры ТТНК определены в сумме по всем пластам и составляли:

Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м3 435681

Средняя нефтенасыщенная толщина, м 6,7

Объем нефтенасыщенных песчаников, тыс. м3 2926167

Пористость, % 22

Нефтенасыщенность, % 85

Плотность нефти в пластовых условиях, г/см3 0,8809

Пересчетный коэффициент 0,9642

Балансовые запасы, млн. т 468,8

Коэффициент извлечения нефти 0,55

Извлекаемые запасы, млн. т 257,8

Газовый фактор, м3/т 16,9

Запасы газа, млрд. м3

балансовые 7,92

извлекаемые 4,36

**2 РАЗДЕЛ ОБЩЕГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ДИАГНОСТИКИ**

**2.1 Краткое описание нефтепровода Калтасы-Уфа-2**

Для транспортировки высокосернистых нефтей, добываемых на северо-западе Башкирии и юге Пермской области, на уфимские НПЗ и выхода их на магистральные нефтепроводы Туймазы-Омск через перекачивающую станцию Черкассы было принято решение построить нефтепровод Калтасы-Уфа-2 пропускной способностью 7 млн. тонн в год.

Проектное задание и рабочие чертежи со сметной документацией были разработаны институтом «Башнефтепроект» и утверждены Постановлением Совмина РСФСР от 4 января 1967 года. Предусматривалось строительство трубопровода без промежуточной насосной станции, при этом участок от НПС Калтасы до НПС Чекмагуш - из труб диаметром 700 мм, от НПС Чекмагуш до НПС Черкассы - из труб диаметром 500 мм с подключением к нефтепроводу на всем протяжении существующего нефтепровода Калтасы – Чекмагуш – Уфа. Для обеспечения транспортировки нефти в объеме 7,0 млн. тонн в год по проектируемому нефтепроводу предусматривалось использование существующей насосной станции на НПС Калтасы, а для существующего нефтепровода Калтасы – Языково – Салават запроектировать новую насосную с насосными агрегатами 16НД10×1.

Технологическая схема НПС Калтасы позволяла выполнять операции по приему нефти от башкирских нефтесборных промысловых парков и из Чернушки, осуществлять перекачку на Салават и Уфу.

Строительство нефтепровода было начато в декабре 1966 года и закончено в сентябре 1967 года. Длина нефтепровода Калтасы – Уфа-2 составляет 189,7 км. Промежуточная станция НПС «Чекмагуш» находится на 109 км.

**2.2 Характеристика перекачивающей станции**

ЛПДС Калтасы в данное время перекачивает нефть по двум направлениям, Калтасы – Уфа-2 и Калтасы – Языково – Салават, а также принимает с нефтепровода Чернушка – Калтасы и промыслов: НГДУ «ЮжАрланнефть», НГДУ «Арланнефть» и НГДУ «Кранохолмскнефть».

Объем резервуарного парка 120 тыс.м3, состоящий из 12 резервуаров типа ЖБР-10000. На станции находятся две насосных, насосная №1 перекачивает на Уфу, а насосная №2 – на Салават.

**2.3 Характеристика и раскладка труб на участке**

Трубопровод диаметром DН=720 мм. Трубы 2 группы прочности из стали 17Г1С. На участках, где рабочее давление превышает допустимое значение, проложены трубы 4-й группы прочности из стали 14ХГС. Характеристика труб и металла, из которых они изготовлены, представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1

Характеристика труб и металла

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Тип труб | Характеристика труб | Характеристика металла труб |
| Группа прочности | Марка стали | DН, мм | σвр, МПа | σт, МПа |
| Экспан­дированные | 2 | 17Г1С | 720 | 520 | 360 |
| Экспан­дированные | 4 | 14ХГС | 720 | 520 | 400 |

# **2.4 Проведение комплексной диагностики трубопровода**

## **2.4.1 Общие положения**

Система внутритрубной диагностики является основной составной частью системы диагностики линейной части магистральных нефтепроводов.

При диагностировании участка нефтепровода предусматривается безопасность всех видов работ.

Задачи технической диагностики состоят в определении наличия и параметров дефектов стенки трубы и сварных швов (на основе информации, полученной при проведении внутритрубной инспекции участков магистрального нефтепровода), классификации дефектов по степени опасности и принятии решения:

* о возможности эксплуатации магистральных нефтепроводов на проектных режимах;
* о необходимости перехода на пониженные режимы эксплуатации;
* о необходимости проведения ремонта участка нефтепровода (с точной локализацией мест его проведения).

Техническая диагностика (ТД) предполагает определение состояния объектов с определенной точностью, причем, результатом этого процесса должно быть заключение о техническом состоянии объекта с указанием места, а при необходимости, вида и причины дефекта.

Современные системы ТД трубопроводов являются не только средствами получения информации об их фактическом состоянии на этапах сооружения и эксплуатации, но и активными органами контроля управления качеством и надежности.

ТД на этапах строительства и эксплуатации трубопроводов позволяет объективно оценивать реальную экологическую ситуацию в зоне непосредственного техногенного воздействия данного объекта.

**2.4.2 Методы технического диагностирования линейной части магистрального нефтепровода**

### **2.4.2.1 Методы технической диагностики, основанные на контроле параметров**

Контроль параметров процессов перекачки нефти можно использовать для обнаружения дефектов и для прогнозирования изменения их состояния.

Метод базируется на данных контроля, регистрации и последующей обработки параметров нефтепровода и перекачиваемой нефти. Этот метод получил название параметрической диагностики. Основу метода составляет расчет гидравлических характеристик нефтепровода по приведенным значениям определенных измеряемых параметров и последующего сопоставления результатов расчета с первоначальными характеристиками нефтепровода, определенными после его сооружения или ремонта. Отклонение выходных параметров от номинальных свидетельствует об изменении технического состояния элементов нефтепровода, формирующих данный параметр. Эффективность метода параметрической диагностики зависит от правильности выбора исходных данных, а также от совершенства диагностической логики, используемой при их обработке. К недостаткам метода следует отнести необходимость учета влияния режима работы нефтепровода и внешних условий.

### **2.4.2.2 Методы магнитного и электромагнитного контроля**

Электромагнитный метод позволяет обнаружить такие дефекты, как трещины, отслоения, задиры, царапины. Разрешающая способность и точность контроля при использовании электромагнитного метода зависят от чувствительности приборов, компоновки датчиков, характеристики намагничивания материала, системы преобразования сигналов. Электромагнитный метод, по сравнению с другими методами дефектоскопии, позволяет выявить множество мелких дефектов, в частности такие, которые проникают в толщу стенки трубы на 10-15%.

## **2.4.3 Состав и порядок проведения работ по диагностированию**

Внутритрубная инспекция проводится после завершения подготовки участка магистрального нефтепровода к диагностированию предприятием, эксплуатирующим участок нефтепровода и направления предприятию, выполняющему диагностические работы, документации, подтверждающей эту готовность. Ответственными за проведение диагностических работ на участке магистрального нефтепровода являются главные инженеры предприятий, эксплуатирующих участки нефтепроводов. Готовность к диагностированию обеспечивается проверкой исправности камеры пуска-приема и запорной арматуры, проведением очистки внутренней полости трубопровода, созданием необходимых запасов нефти для обеспечения объемов перекачки в соответствии с режимами. При использовании запасов нефти из резервуаров должна быть предотвращена возможность попадания в транспортируемую нефть осадка из резервуара.

Необходимая полнота контроля участка магистрального нефтепровода достигается на основе реализации 4-х уровневой интегрированной системы диагностирования, предусматривающая определение параметров следующих дефектов и особенностей трубопровода, выходящих за пределы допустимых значений, оговоренных в утвержденных методиках определения опасности дефектов:

* дефектов геометрии и особенностей трубопровода (вмятин, гофр, овальностей поперечного сечения, выступающих внутрь трубы элементов арматуры трубопровода), ведущих к уменьшению его проходного сечения;
* дефектов типа потери металла, уменьшающих толщину стенки трубопровода (коррозионных язв, царапин, вырывов металла и т.п.), а также расслоений, включений в стенке трубы;
* поперечных трещин и трещиноподобных дефектов в кольцевых сварных швах;
* продольных трещин в теле трубы, продольных трещин и трещиноподобных дефектов в продольных сварных швах.

Проведение работ по внутритрубной инспекции производится с применением комплексов технических средств, соответствующих типам определяемых дефектов.

На первом уровне диагностирования (для участков, обследуемых впервые), получаем информацию об особенностях и дефектах геометрии трубопровода, вызывающих уменьшение его проходного сечения. Для получения такой информации используем комплекс технических средств в составе скребка-калибра и снаряда-профилемера. Проведение диагностических работ начинается с пропуска скребка-калибра, снабженного калибровочными дисками, укомплектованными тонкими мерными пластинами. Диаметр калибровочных дисков должен составлять 70% и 85% от наружного диаметра трубопровода. По состоянию пластин после прогона (наличию или отсутствия их изгиба) производится предварительное определение минимального проходного сечения участка нефтепровода. Минимальное проходное сечение линейной части нефтепровода, безопасное для пропуска стандартного профилемера, составляет 70% от наружного диаметра трубопровода. Для получения полной информации о внутренней геометрии трубопровода на всем протяжении, после успешного пропуска скребка-калибра (т.е. подтверждения необходимого для безопасного пропуска профилемера проходного сечения трубопровода) осуществляется двукратный пропуск снаряда-профилемера, определяющего дефекты геометрии: вмятины, гофры, а также наличие особенностей: сварных швов, подкладных колец и других выступающих внутрь элементов арматуры трубопровода. При первом пропуске профилемера маркерные передатчики устанавливаем с интервалом 5 – 7 км. При втором и последующих пропусках профилемера установка маркеров производится только в тех точках, где по результатам первого пропуска обнаружены сужения, уменьшающие проходное сечение трубопровода от согласованного максимального уровня наружного диаметра, представляемого в таблицах технического отчета по результатам прогона профилемера. По результатам профилеметрии предприятие, эксплуатирующее участки нефтепровода, устраняет сужения, уменьшающие проходное сечение на величину менее 85% от наружного диаметра трубопровода.

На втором уровне диагностирования производится выявление дефектов типа потерь металла, вызывающих уменьшение толщины стенки трубопровода, а также расслоений и включений в стенке трубы с использованием комплекса технических средств, в состав которого входят: ультразвуковой снаряд-дефектоскоп с радиально установленными ультразвуковыми датчиками; снаряд-профилемер; скребок-калибр; стандартные и специальные (щеточные) очистные скребки.

На третьем уровне диагностирования производится выявление поперечных трещин и трещиноподобных дефектов в кольцевых сварных швах с использованием комплекса технических средств в составе магнитного снаряда-дефектоскопа, магнитного скребка, снаряда-шаблона, стандартных и специальных (щеточных и магнитных) очистных скребков.

На четвертом уровне диагностирования производится выявление продольных трещин в стенке трубы, трещин и трещиноподобных дефектов в продольных сварных швах с применением комплекса технических средств в составе ультразвукового снаряда-дефектоскопа с наклонно расположенными ультразвуковыми датчиками, снаряда-профилемера, скребка-калибра, стандартных и специальных (щеточных) очистных скребков.

Установка маркеров при первом пропуске снарядов-дефектоскопов осуществляется с интервалом 1,5 – 2 км. При втором пропуске снарядов-дефектоскопов установка маркеров производится в тех точках, где имелись пропущенные маркерные пункты при первом пропуске и где по данным первого пропука снаряда-дефектоскопа имеют место потери информации.

## **2.4.4 Организация пропуска внутритрубных снарядов**

Проведение конкретных работ по диагностическому обследованию нефтепровода производится в следующем порядке.

Не менее чем за 3 дня до начала транспортирования диагностического оборудования для выполнения работ по договору (срок начала работ предварительно согласовывается с предприятием, выполняющим диагностические работы) региональная управляющая организация системы магистральных нефтепроводов должна письменно подтвердить готовность участков к проведению диагностических работ и готовность принять оборудование и персонал предприятия, выполняющего диагностические работы, для проведения работ. Все участки магистрального нефтепровода, включенные в договор на проведение диагностических работ, должны быть подготовлены к диагностированию.

Обследование участков магистрального нефтепровода проводится последовательно, в соответствии с утвержденным “Технологическим планом-графиком”, без перерывов в работе.

В случае обслуживания диагностируемого участка нефтепровода двумя эксплуатирующими предприятиями, инициатором согласования пропуска является предприятие, на чьей территории находится камера пуска внутритрубных инспекционных снарядов и очистных устройств. Предприятие, на чьей территории находится камера приема, подтверджает готовность к принятию инспекционного снаряда и организации его сопровождения по своей территории. Координирует это согласование диспетчерский отдел центральной управляющей организации системы магистральных нефтепроводов.

Персонал предприятия, выполняющего диагностические работы на трассе нефтепровода, по прибытии на место проведения работ должен совместно с персоналом предприятия, эксплуатирующего участок трубопровода, выполнить следующие работы:

* осуществить контрольный пропуск очистных скребков для принятия решения о готовности участка к пропуску внутритрубного снаряда-дефектоскопа или по продолжению очистки; пропуск снаряда-дефектоскопа, как правило, должен выполняться не позднее 6 месяцев после контрольного пропуска снаряда-профилемера по данному участку нефтепровода;
* определить необходимое количество и места расстановки маркерных пунктов;
* определить схему связи персонала, сопровождающего ВИС по трассе участка нефтепровода, с диспетчером и операторами пусковой и приемной камер;
* определить действия, которые должны быть предприняты при возможном возникновении нештатных ситуаций при пропуске ВИС;
* перед запуском инспекционного снаряда персонал предприятия, выполняющего диагностические работы, обязан провести проверку исправности внутритрубного снаряда с составлением акта установленной формы.

Операции запасовки и выемки снарядов выполняет персонал предприятия, эксплуатирующего диагностируемый участок нефтепровода под наблюдением персонала предприятия, выполняющего диагностические работы. Персонал предприятия, эксплуатирующего участок нефтепровода, должен:

* определить меры по обеспечению заданной постоянной скорости движения внутритрубного инспекционного заряда в период пропуска, расчет и согласование графика прохождения снаряда по трассе;
* обеспечить полное открытие линейных задвижек и закрытие задвижек боковых отводов, лупингов и резервных линий нефтепровода на блокировку их от несанкционированного открытия во время пропуска ВИС.

Сопровождение снаряда, при его движении по трассе нефтепровода, существляет персонал предприятия, выполняющего диагностические работы.

Контроль за движением снаряда производим в точках, расположенных за задвижками (вниз по потоку продукта) и в точках, расположенных за несколько десятков метров перед маркерными пунктами (вверх по потоку продукта).

Контроль качества подготовки участка МН к диагностированию проводится силами заказчика путем пропуска снаряда-калибра с мерными калибровочными дисками. Пропуск снарядов-калибров и очистных устройств заказчик в обязательном порядке оформляет актом с подробным перечислением технического состояния этих устройств перед пуском и после, обращая внимание на целостность манжет и деформацию калибровочных дисков. При обнаружении механических повреждений снарядов-калибров (СК) заказчик выявляет причины повреждения и устраняет их. При отсутствии возможности точного определения на предназначенном для диагностирования участке места, где произошло повреждение СК, такой участок не подлежит диагностированию до устранения дефектов препятствующих прохождению ВИС дефектов.

Организация и контроль выполнения работ по подготовке участка МН к диагностированию осуществляется отделом эксплуатации ОАО МН.

# **2.4.5 Основные технические данные внутритрубных инспекционных снарядов**

**2.4.5.1 Очистные скребки типа СКР1 и СКР1-1**

Очистной скребок СКР1 предназначен для очистки внутренней полости трубопровода от парафиносмолистых отложений, глиняных тампонов и грязи, а также удаления посторонних предметов.

Рабочая среда для скребков – нефть, нефтепродукты, вода.

Качественная очистка является необходимым условием получения достоверных данных при пропуске дефектоскопа. Технические характеристики скребков для проведения очистных работ на нефтепроводах диаметром Dн=720 мм представлены в таблице 3.2.

Корпус скребка представляет собой стальную полую конструкцию. Фланцы, приваренные в средней и задней частях корпуса, обеспечивают крепление на них: двух ведущих, четырех направляющих дисков, разделенных прокладочными дисками малого диаметра и одной или двух манжет (в зависимости от конструкции). Прокладочные диски обеспечивают определенное расстояние между ведущим и чистящими дисками. Диски и манжеты изготавливаются из высококачественных полиуританов, стойких к истиранию. На переднем торце скребка расположены байпасные отверстия, ось которых направлена под углом к стенке трубопровода. Они предназначены для размыва отложений, которые скребок счищает с внутренней поверхности трубопровода и толкает впереди себя. Байпасные отверстия могут закрываться заглушками-болтами. В задней части скребка в защитной раме может устанавливаться передатчик для скребка. На заключительной стадии очистки, перед пропуском дефектоскопа Ультраскан, на передней и на задних частях скребка вместо одного прокладочного устанавливается щеточный диск. Такой скребок называется скребком типа СКР1-1 или специальным. Минимальное проходное сечение трубопровода необходимое для пропуска очистного скребка, составляет 85% от Dн. Специальная комбинация чистящих и щеточных дисков обеспечивает эффективное удаление отложений с внутренних стенок нефтепровода и из коррозионных углублений в стенках.

Таблица 2.2

Технические характеристики скребков [16]

|  |  |
| --- | --- |
| Параметры |  |
| Номинальный диаметр трубопровода (мм) | 720 |
| Длина (мм) | 2340 |
| Минимальный проходной диаметр трубопровода (%) | СКР1 | 85 |
| СКР1-1 | 86 |
| Масса (кг) | 900 |
| Минималь­ный радиус поворота на 90° | Полная комплектация | 1,5D |
| Без трансмиттера и защитной рамы | 1,5D |
| Скорость движения в нефтепроводе (м/с) | 0,2 - 5 |
| Тип используемого передатчика для скребка | ПДС 14-02 |

Непосредственно перед запасовкой скребка в трубопровод производится установка передатчика для скребка ПДС14-02 (далее ПДС). ПДС является генератором электромагнитных сигналов в диапазоне приема наземного локационного оборудования. Корпус выдерживает внутреннее давление взрыва 0,75 МПа и исключает передачу взрыва в окружающую взрывоопасную среду. Специальный вид взрывозащиты обеспечивается герметизацией антенны термореактивным герметиком.

Подъем и перемещение скребка производится за кольцо на бампере или за корпус скребка.

### **2.4.5.2. Профилемер “Калипер”**

Профилемеры “Калипер” предназначены для измерения внутреннего проходного сечения и радиусов отвода трубы, что необходимо для оценки возможности обследования нефтепровода внутритрубными снарядами-дефектоскопами.

Обнаруживаемые дефекты и особенности:

* геометрические отклонения типа вмятин, овальностей, гофр, сужений, препятствий, криволинейных (радиусных) изгибов и т.д.;
* возможность определения наличия дефектов в поперечных сварных швах.

Профилемер “Калипер” (рисунок 3.2) состоит из двух секций, связанных между собой карданным соединением. В передней и задней частях первой секции и на второй секции установлены манжеты, предназначенные для центрирования и приведения в движение снаряда в трубопроводе. Коническая манжета, установленная на передней секции, предназначена для предотвращения застревания снаряда в тройниках, не оборудованных предохранительными решетками. В носовой части первой секции установлен бампер, под которым находится антенна приемопередатчика в защитном карболитовом кожухе, а на задней части, на подпружиненных рычагах, одометры для измерения пройденного расстояния.

На второй секции установлены манжеты и измерительная система, состоящая из множества рычагов с колесами (так называемый “спайдер”) – для измерения проходного сечения, вмятин овальностей и других геометрических особенностей трубы. На карданном соединении смонтирована система измерения угла поворота, состоящая из неподвижного и подвижного “грибков”. Минимальное проходное сечение трубопровода, необходимое для пропуска профилемера, составляет 70% или 60% Dн, в зависимости от конструкции профилемера.

Наличие дефектов и особенностей на трубопроводе, их геометрические параметры и места расположения определяются по распечатке данных профилеметрии после пропуска Калипера по трубопроводу.

Обнаружение снаряда в трубопроводе осуществляется локатором по сигналам приемопередатчика при залегании трубы на глубине до двух метров.

Подъем и перемещение “Калипер” производится за корпуса при помощи мягких поясов и траверсы.

При прохождении участка “Калипер” производит измерение радиуса кривизны криволинейных участков (колен) и углов поворота колен. Ниже приведены основные параметры снаряда.

Погрешность определения местоположения дефекта (на предварительно очищенной трубе, с использованием одометра, маркерной системы и информации о поперечных сварных швах): 1 м от ближайшего поперечного сварного шва.

Чувствительность измерительной системы снаряда: 2 мм (Сварные швы, выступающие на 2 мм и более внутрь трубопровода, регистрируются снарядом).

Максимальная длина трубопровода, диагностируемая за один пропуск прибора: 250 км в газе или в воде, 500 км в нефти.

Минимальное проходное сечение трубы: 70%Dн.

Минимальный радиус отвода, преодолеваемого снарядом (цельнотянутого колена): 1,5 Dн на 90°.

Снаряд может без повреждений проходить сегментные отводы, состоящие из 5 сегментов с углом 15° и 2 сегментов 7,5° с радиусом поворота 3Dн и более.

Погрешность измерений овальностей и вмятин – 0,4% от номинального диаметра на прямолинейном участке трубопровода и 0,6% от наружного диаметра для колена.

Погрешность одометрической системы: 0,5% от пройденного пути.

Максимальное рабочее давление: 10 МПа.

Рекомендуемая скорость пропуска прибора: 0,2-3 м/с.

Диапазон температур при эксплуатации: от -15ºС до +50ºС.

### **2.4.5.3 Снаряд-дефектоскоп “Ультраскан” WM**

Дефектоскоп Ультраскан предназначен для определения дефектов стенки трубы методом ультразвуковой толщинометрии радиально установленными ультразвуковыми датчиками. Наличие и расположение дефекта в стенке трубы определяется по времени прихода ультразвуковых сигналов, отраженных от внутренней и наружной поверхности или неоднородности внутри стенки трубы, позволяя тем самым определять кроме наружных и внутренних потерь металла, различного рода несплошности в металле трубы, как то: расслоения, шлаковые и иные включения.

Снаряды можно эксплуатировать в следующих транспортируемых средах:

* вода;
* нефть;
* в газожидкостных смесях и газе снаряд работает в жидкостной пробке.

Снаряды обеспечивают обнаружение следующих типов дефектов:

* внутренней и внешней коррозии;
* эрозии;
* царапин, надрезов (вызывающих потерю металла);
* расслоений;
* газовых пор;
* шлаковых включений.

Сбор информации о параметрах дефектов осуществляется путем измерения времени прихода отраженных от внутренней и внешней стенок трубы сигналов ультразвуковых датчиков. Диаметр пятна излучения датчиков на внутренней поверхности трубы – 8 мм. Перекрытие поверхности трубы осуществляется: по периметру – смыкающимися пятнами ультразвукового излучения диаметром 8 мм, вдоль оси – каждые 3,3 мм.

Дефектоскоп Ультраскан снабжен системой измерения пройденного расстояния (одометрические колеса), системой приема-передачи электромагнитных сигналов низкой частоты, а также программируемой микропроцессорной системой управления (мастер-системой).

Дефектоскоп Ультраскан состоит из секций – стальных герметичных корпусов (с расположенной внутри электроникой, накопителями информации и батареями) и носителя датчиков, связанных между собой при помощи карданных соединений и кабелей. Количество секций и состав каждой секции определяются возможностью компоновки электроники и батарей в ограниченном объеме корпуса, габаритные размеры которого должны обеспечить контроль трубопровода с определенными характеристиками. Для трубопроводов диаметром 720 мм дефектоскоп выполнен односекционным. В передней части ведущей секции установлен бампер, закрывающий антенну приемопередатчика, находящуюся в защитном карболитовом кожухе. Каждая секция и носитель датчиков снабжены полиуретановыми манжетами, предназначенными для центрирования и обеспечения движения снаряда по трубопроводу потоком перекачиваемого продукта. На каждом герметичном корпусе установлены также конические манжеты, служащие для предотвращения застревания снаряда в тройниках, не оборудованных предохранительными решетками. В задней части секции электроники на подпружиненных рычагах установлены одометрические колеса (рисунок 2.3).

Носитель датчиков состоит из полиуретановых полозов, обеспечивающих постоянство расстояния от датчика до поверхности трубы. Полозы соединены между собой плоскими пружинами, благодаря которым они плотно прилегают к внутренней поверхности трубы. Датчики соединены с модулем электроники специальными кабелями с герметичными разъемами. Для обеспечения омывания датчиков перекачиваемым продуктом, от каждого полоза отходит шланг к передней секции.

Количество датчиков Ультраскана для трубопровода Dн=720 мм – 448 штук.

Номинальная толщина стенки трубы:

- максимальная 20 мм;

- минимальная 5 мм.

Минимальный рабочий диапазон: 120 км.

Минимальное проходное сечение трубы: 85% Dн.

Минимальный радиус отвода цельнотянутого колена трубы проходимый снарядом:

1,5 Dн на 90°.

Снаряд может проходить без повреждений сегментные отводы из 5 сегментов с углом 15° и 2 сегментов 7,5° и радиусом поворота 3 Dн и более. Снаряд может без повреждений проходить по трубопроводам с подкладными кольцами толщиной до 8 мм, установленными на сварных швах внутри трубопровода.

Максимальное рабочее давление 10 МПа.

Рекомендуемая скорость пропуска прибора:

0,25 – 1,0 м/с.

Допускается: до 1,5 м/с.

Диапазон температур эксплуатации: от -15ºС до +50ºС.

Минимальные размеры регистрируемых дефектов:

* точечная коррозия (только указание и участок распространения без измерения глубины):

минимальный диаметр - 6 мм,

минимальная глубина - 1,5 мм;

* расслоение: минимальный диаметр - 6 мм (расположение расслоения внутри трубы - 2 мм от обеих поверхностей стенки трубы);
* царапины и надрезы с потерей металла:

минимальная ширина - 10 мм, минимальная глубина – 1,5 мм.

Минимальные размеры измеряемых дефектов:

* точечная коррозия, (с измерением полной глубины):

минимальный диаметр - 10 мм, минимальная глубина – 1 мм;

* сплошная коррозия: минимальная глубина – 1 мм;
* расслоение: минимальный диаметр – 10 мм (расположение расслоения внутри трубы – 2 мм от обеих поверхностей стенки трубы);
* царапины и надрезы с потерей металла: минимальная ширина – 10 мм, минимальная глубина – 1,5 мм.

Примечание: Размер дефекта 6 мм – это пороговый обнаруживаемый размер, который может быть зафиксирован при идеальных условиях. В реальном трубопроводе пороговый размер дефекта составляет для точечной коррозии и расслоений – 10 мм. На практике обнаруживаемость малых дефектов также зависит от качества поверхности трубопровода, которая влияет на величину обнаруживаемых дефектов.

Участки с повышенной погрешностью (расширенной потерей эхо-сигнала) включают в себя:

* колена с радиусом менее 5 Dн;
* сварной шов на поперечных, продольных и спиральных трубных швах в пределах участка 10 мм перед и после сварного шва;
* вмятины, выпуклости и другие участки в пределах участка в половину длины полоза датчика по обе стороны препятствия (в зависимости от размера препятствия);
* участки трубопровода с частичным наполнением продукта;
* потери металла на внешней стенке трубы, когда они перекрываются (экранируются) дефектами внутри стенки трубы, как, например, расслоение.

Погрешность определения местоположения дефекта (на предварительно очищенной скребками трубе, с использованием одометра, маркерной системы и информации о поперечных швах): 0,25 м от ближайшего поперечного сварного шва. Погрешность определения углового положения дефекта: 15º. Погрешность одометрической системы: 0,5% от пройденного пути.

Дефектоскопы снабжены устройством задержки включения для проведения диагностики длинных участков трубопроводов (более 120 км) за несколько пропусков.

### **2.4.5.4 Магнитный дефектоскоп**

Магнитный дефектоскоп предназначен для высокоточной дефектоскопии трубопроводов методом регистрации рассеяния магнитного потока, обнаружения и определения размеров дефектов потери металла и поперечных трещин по всей окружности трубопровода.

При подготовке нефтепровода к диагностическому обследованию (для удаления мусора, состоящего из металлических предметов в виде остатков электродов, проволки и т.п.) необходим пропуск магнитных скребков (рисунок 2.4).

Для трубопроводов диаметром 720 мм снаряд выполнен двухсекционным (рисунок 3.5 и 3.6). Секции соединены между собой буксировочными тягами с универсальными шарнирами.

Передняя секция представляет собой стальной корпус, с обоих концов которого по периметру расположены постоянные магниты со щетками, между которыми расположено кольцо датчиков и другие элементы внешней электроники.

На передней и задней частях корпуса устанавливаются полиуретановые манжеты. В носовой части имеется такелажное кольцо с установленным “грибком” для выемки снаряда из камеры приема, а также поддерживающие колеса. В задней части корпуса расположено такелажное кольцо и универсальный шарнир.

Вторая секция дефектоскопа для трубопроводов диаметром 720 мм представляет собой стальной корпус, в котором размещаются: модуль обработки и записи данных, батарейный модуль. На внешней части корпуса расположены: второе кольцо датчиков, позволяющих уточнить местоположение дефектов, датчики температуры и дифференциального давления, другие элементы внешней электроники. На передней и задней частях корпуса расположены поддерживающие колеса, предназначенные для центрирования снаряда в трубе и такелажные кольца, сзади установлены также три одометрических колеса для измерения пройденной дистанции, на переднем торце имеется универсальный шарнир.

Рабочий диапазон скоростей 0,5 – 4 м/с.

Диапазон инспекции трубопровода при скорости 0,5 м/с 150 км.

Диапазон инспекции трубопровода при скорости 1 м/с 300 км.

Минимальный радиус отвода цельнотянутого колена трубы, проходимый снарядом:

1,5 Dн на 90°.

Полное сужение диаметра трубы (по всей окружности) 85% минимального внутреннего диаметра, длиной менее двух диаметров.

Диапазон рабочих давлений 0,5 – 10 МПа.

Температурный диапазон продукта от 0º до +50ºС.

Обнаруживаемые дефекты и особенности:

1. дефекты потери металла, связанные с коррозией (внешней и внутренней), включая дефекты потери металла в зоне кольцевых швов, дефекты потери металла, связанные с вмятинами и дефекты потери металла, находящиеся под кожухами;

2) дефекты потери металла, связанные с зазубринами;

1. дефекты потери металла, расположенные под ремонтными муфтами;
2. дефекты потери металла, связанные с заводскими дефектами;
3. сварные швы – кольцевые, продольные и спиральные;
4. аномалии сварных соединений, включая поперечные трещины (по окружности) внутри кольцевых швов;
5. вмятины, включая любые связанные с ними поперечные трещины;
6. металлургические заводские дефекты;
7. повреждения, возникшие в ходе строительства;
8. изменения номинальной толщины стенки;
9. трубопроводная арматура и фитинги, (включая: тройники, отводы, задвижки, изгибы, аноды, вставки для линейной компенсации, внешние опоры, ремонтные муфты, точки катодной защиты – ферромагнитного типа).
10. металлические предметы вблизи трубопровода, которые обладают потенциалом оказания отрицательного влияния на изоляционное покрытие трубопровода или на систему катодной защиты;
11. кожухи, включая эксцентрические кожухи, где степень эксцентричности представляет угрозу изоляционному покрытию трубопровода или системе катодной защиты;
12. реперные магниты;
13. расслоение поверхности труб.

Точность определения размеров и координат дефектов потери металла - 99% всех дефектов потери металла измеряются с точностью, указанной в таблице 2.3.

Координаты трубопроводных аномалий, таких как вмятины, эксцентрические кожухи, металлические предметы и трубопроводные фитинги, то есть клапаны, задвижки, отводы и т.п., будут также определены с точностью, указанной в таблице 2.3.

1. Примечание\* - дефект потери металла характеризуется минимальной четырехугольной рамкой, определяемой шириной по окружности (W) и длиной по оси (L), которая является площадью части поверхности трубы, пораженной дефектом;
2. \*\* - в зависимости оттого, что больше;
3. t – номинальная толщина стенки трубы:

Таблица 2.3

Точность определения размеров и координат дефектов потери металла [30]

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | Язвенная коррозия<(3tx3t)\* | Общая коррозия>(3t x 3t)\* | Задиры (L>2w) |
| Минимальная глубина точного определения размеров | 0,4t при поверхностных размерах свыше: (t/2 + 5 мм) х (t/2 + 5 мм) | 0,2 t | 0,4t если w>2t или 15мм\*\*0,2 если w>3t или 25мм\*\* |
| Точность определения размеров (глубина) | ±0,3t | ±0,3t | ±0,3t если w>2t или 15мм\*\*±0,3t если w>3t или 5мм\*\* |
| Точность определения размеров (длина) | ±30мм | ±40мм | ±40мм |
| Точность определения координат (по оси) | ±0,2 м между дефектом и реперным кольцевым швом и ±1% от указанной дистанции между ближайшим реперным кольцевым швом в направлении против потока продукта и конкретной реперной точкой.Точность измерительной системы дефектоскопа ±0,1% от пройденной дистанции. |
| Точность определения координат (по окружности) | ±7,5 градусов; для простоты использования принято понятие “до ближайшего положения полчаса”. |

Магнитный дефектоскоп способен обнаруживать, измерять и определять координаты поперечных трещин с размерами, указанными в таблице 2.4.

Таблица 2.4

Точность определения размеров и координат дефектов поперечных трещин [30]

|  |  |
| --- | --- |
| Минимальная ширина по окружности для точного определения размеров | >80мм, при глубине >0,3tТочность определения размеров будет ±40мм от указанной длины по окружности и ±0,4t указанной глубины |
| Минимальная ширина по окружности для точного обнаружения | >50мм, при глубине >0,25t |
| Точность определения координат (по оси) | ±0,2м между дефектом и реперным кольцевым швом и ±1% от указанной дистанции между ближайшим реперным кольцевым швом в направлении против потока продукта и конкретной реперной точкой.Точность измерительной системы дефектоскопа ±0,1% от пройденной дистанции. |
| Точность определения координат (по окружности) | ±7,5 градусов, для простоты использования принято понятие “до ближайшего положения полчаса”. |

Обнаружение и измерение других аномалий трубопроводов

Аномалии сварных швов

Следующие виды аномалий сварных швов могут обнаруживаться в соответствии в таблице 2.5.

Таблица 2.5

Описание и обнаружение аномалий трубопроводов [30]

|  |  |
| --- | --- |
| Описание | Обнаружение |
| Непровар | Согласно таблице 1.3 |
| Смещение кромок труб | Обнаружение, если больше 4% длины окружности трубы |
| Ремонт швов (зачистка излишков металла на шве) | Согласно таблице 1.3 |
| Шлаковые включения | Согласно таблице 1.3 |
| “Сосульки” | Обнаружение при высоте свыше 3 мм |
| Поры | Согласно таблице 1.3 |

Вмятины

Вмятины свыше 5% номинального диаметра обнаруживаются при пропуске многосекционного снаряда-шаблона. Остальные вмятины обнаруживаются и охарактеризовываются согласно приведенной ниже таблице 2.6.

Таблица 2.6

Описание и обнаружение дефектов вмятин [30]

|  |  |
| --- | --- |
| Обнаружение | Если составляют больше 2% от номинального диаметра трубы с или без потери металла и поперечных трещин |
| Описание | Как незначительные, если составляют 2% - 3% от номинального диаметра трубы. Как крупные, если составляют 3% - 5% от номинального диаметра трубы |

Металлические предметы

Металлические предметы, представляющие угрозу системам катодной защиты, обнаруживаются и охарактеризовываются, согласно таблице 3.7.

Таблица 2.7

Описание и обнаружение металлических предметов [30]

|  |  |
| --- | --- |
| Обнаружение | Если масса больше 2 кг при расположении большей части массы в 25 миллиметровой зоне от трубыЕсли масса больше 10 кг при расположении большей части массы в 50 миллиметровой зоне от трубы |
| Описание | Как близко лежащий или прикасающийся к трубе предмет |

Аномалии кожухов

Смещение кожухов может вызвать механические повреждения и повреждения системы катодной защиты. Наличие кожухов будет зарегистрировано и включено в отчет. Смещение кожухов будет включено в отчет как “Эксцентрический кожух” или как “Прикасающийся” к стенке трубопровода.

Система электроники дефектоскопа позволяет ввести задержку включения дефектоскопа для проведения диагностики длинных участков трубопроводов за несколько пропусков или запрограммировать включение дефектоскопа для диагностирования заранее выбранных участков (до 3 участков).

### **2.4.5.5 Запасовочное устройство**

### Запасовочное устройство (рисунок 2.7) – приспособление, предназначенное для затягивания тросом многосекционных снарядов в камеру запуска при помощи лебедки или подъемного крана. Устройство устанавливается на фланец специального патрубка, приваренного к камере запуска за пределами ее расширенной части. Приспособление состоит из трубы с приваренным крепежным фланцем, таким же, как и фланец патрубка, одного или двух направляющих роликов. Длина трубы с роликом L, входящая в патрубок, должна быть не более половины номинального диаметра камеры. Вращающиеся и трущиеся детали запасовочного устройства должны быть изготовлены из материалов, исключающих искрообразование.

## **2.5 Результаты диагностического обследования**

Диагностическое обследование трубопровода проводилось 3 раза. В период 28-30.12.2000г. на нефтепроводе Калтасы - Уфа-2 (участок: Калтасы-Чекмагуш) диаметром 720 мм была проведена работа по диагностическому обследованию трубопровода магнитным дефектоскопом MFL, 18-20.08.2002г. провели реинспекцию трубопровода «Ультразвуковым дефектоскопом WМ». Ранее в период 10.09-03.10.1996 г. на вышеуказанном участке была проведена инспекция ВИП «Ультразвуковой дефектоскоп WМ». Пропуски дефектоскопа “Ультраскан” были произведены после пропусков профилемера “Калипер”. Для удаления со стенок нефтепровода загрязнений в виде парафино-смолистых отложений, глины, песка, постороннего мусора были пропущены специальные очистные скребки с металлическими щетками (таблица 2.8).

Таблица 2.8

Пропуск специальных скребков [13]

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| №п/п | Тип очистного скребка | Дата пуска | Время приема | Дата приема | Время приема | Кол-во примесей, л. |
| 1 | специальный | 07.08.02 | 14:00 | 08.08.02 | 17:45 | 22 |
| 2 | специальный | 07.08.02 | 15:20 | 08.08.02 | 18:09 | 16 |
| 3 | специальный | 09.08.02 | 10:15 | 11.08.02 | 02:30 | 13 |

Дополнительно для удаления мусора, состоящего из металлических предметов в виде остатков электродов, проволоки т.п., были пропущены магнитные скребки (таблица 2.9).

Таблица 2.9

Пропуск магнитных скребков [13]

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| №п/п | Тип очистного скребка | Дата пуска | Время при-ема | Дата приема | Время приема | Кол- во примесей, л. | Кол-во металл. пред-метов,шт |
| 1 | магнитный | 07.08.02 | 16:00 | 08.08.02 | 19:50 | 20 | 3 |
| 2 | магнитный | 07.08.02 | 17:20 | 08.08.02 | 20:10 | 15 | 3 |
| 3 | магнитный | 09.08.02 | 12:00 | 11.08.02 | 04:30 | 10 | 2 |

Результат последней очистки соответствует требованиям РД 153-39.4-03-99, указанным в «Положении о проведении работ по очистке внутренней полости магистральных нефтепроводов» (таблица 2.10).

Таблица 2.10

Результаты очистки [15]

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Вид внутритрубной диагностики | Парафин или грунт | Металл |
| взвешенный | твердый | Кол-во электродов |
| л., не более | л., не более | шт. на 10 км, неболее |
| магнитная | 10 | 0,5 | 1 |

Пропуск ультразвукового дефектоскопа WM состоялся :

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Дата пуска | Время пуска | Дата приема | Время приема |
| 09.08.02 | 22:19 | 11.08.02 | 07:46 |

В процессе обработки данных были получены отметки маркерных пунктов.

Таблица 2.11

Выявленные дефекты [13]

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № | Описание дефекта | Дефекты, подлежащие ремонту (ДПР) | Дефекты первоочередного ремонта (ПОР) |
| 1 | Дефект геометрии, примыкающий к сварному шву или расположенный на сварном шве | 12 | 4 |
| 2 | Дефект геометрии в комбинации с риской, задиром, трещиной | 17 | 17 |
| 3 | Потеря металла (внешняя и внутренняя)  | 172 | 0 |
| 4 | Риска, царапина, задир | 6 | 6 |
| 5 | Расслоение, расслоение в околошовной зоне | 22 | 22 |
| 6 | Расслоение с выходом на поверхность | 2 | 2 |
| 7 | Смещение поперечного шва | 1 | 0 |
| Недопустимые конструктивные элементы, соединительные детали, не соответствующие требованиям СНиП 2.05.06-85\* из них: |
| 8 | Тройники полевого изготовления, сварные секторные отводы, переходники | 2 | 2 |
| 9 | Заплаты вварные и накладные всех видов и размеров | 3 | 3 |
| 10 | Накладные элементы из труб, приваренные на трубы и другие конструктивные элементы, не регламентированные нормативными документами | 2 | 2 |
| Общее количество дефектов подлежащих ремонту-239, из них ПОР-58 |

Маркерные пункты вместе с задвижками и вантузами используются как точки-ориентиры. Общее количество точек-ориентиров составило 82 шт. Всего на данном участке трубопровода обследовано 10359 трубных секций (в их число входят задвижки и тройники).

Общее количество обнаруженных дефектов и других особенностей составило 5465, из них:

- дефектов подлежащих ремонту (ДПР) – 239 (4,37 % от общего числа);

* дефектов подлежащих первоочередному ремонту (ПОР) – 58 (1,06 % от общего числа).

Исходя из результатов обработки данных инспекции, на основании РД 153-39.4-067-00 «Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов», утвержденного 30.12.2000 г. АК «Транснефть» в качестве нормативного документа и согласованного 22.12.2000 г. с Госгортехнадзором РФ, был проведен анализ обнаруженных особенностей для определения дефектов и недопустимых конструктивных элементов нефтепровода, подлежащих ремонту (дефекты ДПР), и выделения среди них дефектов, представляющих повышенную опасность для целостности при его эксплуатации и подлежащих первоочередному ремонту и устранению (дефекты ПОР). Общее количество этих дефектов и их распределение по типам приведены в таблице 4.4.

**2.6 Требования к проведению ремонта нефтепроводов различными методами**

Общие положения

В данном разделе приводятся основные положения технологий ремонта нефтепроводов, применяемых при выборочном и капитальном ремонте.

Ремонт методом шлифовки, заварки и установкой муфт проводится без остановки перекачки нефти.

Каждый ремонт должен отражаться в паспорте нефтепровода.

Ремонтные муфты монтируются на действующем нефтепроводе, как при остановке, так и без остановки перекачки при давлениях, ограниченных условиями: безопасностью производства работ и давлением, определяемым из условий технологии установки муфты. При установке муфт давление должно соответствовать наименьшему из давлений, определяемому по перечисленным условиям.

Ремонтные конструкции должны быть изготовлены в заводских условиях, в условиях Центральных баз производственного обеспечения или ремонтных участков ОАО МН по техническим условиям и конструкторской документации, разработанной в установленном порядке и иметь паспорт.

Применение муфт и других ремонтных конструкций, изготовленных в полевых условиях (в трассовых условиях) запрещается.

Устранение дефектов при капитальном ремонте выполняется при давлении в нефтепроводе не выше 2,5 МПа.

Шлифовка

Шлифовка используется для ремонта участков труб с дефектами типа потеря металла (коррозионные дефекты, риски), расслоение с выходом на поверхность и мелких трещин. Максимальная глубина зашлифованного участка должна быть не более до 20% от номинальной толщины стенки. При шлифовке путем снятия металла должна быть восстановлена плавная форма поверхности, снижена концентрация напряжений. Максимальное допустимое давление в трубе при проведении выборочного ремонта методом шлифовки – не более 2,5 МПа. Зашлифованный участок должен подвергаться визуальному, магнитопорошковому контролю или контролю методом цветной дефектоскопии.

Заварка дефектов

Заварку разрешается применять для ремонта дефектов типа "потеря металла" (коррозионные язвы, риски) с остаточной толщиной стенки трубы не менее 5 мм.

Заварка допускается, если глубина и максимальный линейный размер одиночного дефекта (длина, диаметр) или его площадь не превышают величин, указанных в РД 153-39.4-067-04\*. Расстояние между смежными повреждениями должно быть не менее 4t (t - номинальная толщина стенки трубы). Расстояние от завариваемых дефектов до сварных швов должно быть не менее 4t.

Заварку разрешается проводить только на полностью заполненном нефтепроводе. Выполнение заварки на частично заполненном нефтепроводе не допускается.

Полость коррозионного повреждения и поверхность трубы в радиусе не менее двух диаметров повреждений (наибольших линейных размеров) зачищается до металлического блеска. Наличие следов коррозии на месте заварки не допускается.

При выборочном ремонте максимальное допустимое давление в трубе при заварке определяется из условий:

Рзав < 0,4⋅tост МПа при tост < 8,75 мм;

Рзав < 3,5 МПа при tост > 8,75 мм.

Здесь tост - остаточная толщина стенки на месте заварки, мм;

коэффициент 0,4 имеет размерность МПа/мм.

После завершения заварки дефекта наплавленный металл должен быть обработан шлифовальным кругом до получения ровной поверхности и иметь усиление не более 1 мм с плавным переходом к основному металлу.

Наплавленный металл подвергается визуальному, магнитопорошковому или ультразвуковому контролю. Результаты контроля должны фиксироваться в сварочном журнале.

Вырезка дефекта (замена катушки)

При этом способе ремонта участок трубы с дефектом (катушка) должен быть вырезан из нефтепровода и заменен бездефектной катушкой. Вырезка дефекта должна применяться в случае обнаружения недопустимого сужения проходного диаметра нефтепровода, невозможности обеспечения требуемой степени восстановления нефтепровода при установке муфт (протяженная трещина, глубокая вмятина с трещиной или коррозией), экономической нецелесообразности установки муфт из-за чрезмерной длины дефектного участка.

Ввариваемые катушки должны быть изготовлены из труб, прошедших гидравлические испытания внутренним давлением в соответствии со СНиП 2.05.06-85\*, величина которого должна быть не ниже давления, вызывающего в стенках труб кольцевое напряжение, равное 95% нормативного предела текучести (заводское испытательное давление).

Ввариваемые катушки должны устанавливаться в соответствии с утвержденной технологической картой, иметь маркировку, паспорт и сертификат на трубу, из которой они изготовлены. Дефекты в виде трещин, закатов, вмятин, задиров и рисок на поверхности катушки не допускаются.

Технология ремонта методом замены участка должна соответствовать действующим нормативным документам, отвечающим требованиям вновь строящегося трубопровода.

Установка ремонтных муфт

Требования на изготовление муфт

Муфты должны быть изготовлены в заводских условиях, ЦБПО или ремонтных участков ОАО МН в соответствии с утвержденными техническими условиями, технологической картой, должны иметь маркировку, паспорт и сертификаты на применяемые материалы.

Муфты должны быть изготовлены из листового материала или из новых (не бывших в эксплуатации) прямошовных или бесшовных труб, предназначенных для сооружения магистральных нефтепроводов.

Для изготовления муфт применяются низколегированные стали марок 09Г2С, 10ХСНД, 13Г1С-У, 17Г1С-У или аналогичные им. Толщина стенки муфты и ее элементов при одинаковой прочности металла трубы и муфты должна быть не меньше толщины стенки ремонтируемой трубы. При меньшей нормативной прочности металла муфты номинальная толщина ее стенки должна быть увеличена в соответствии с расчетом по СНиП 2.05.06.-85\*. При этом толщина стенки муфты не должна превышать толщину стенки трубы более чем на 20%. Все элементы муфты должны быть одинаковой толщины.

Дефекты в виде трещин, закатов, вмятин, задиров и рисок на поверхности муфт не допускаются.

Перед установкой ремонтных муфт необходимо тщательно удалить изоляционное покрытие с дефектного участка нефтепровода для последующей обработки поверхности, согласно технологии установки применяемой муфты.

Перед установкой муфты в целях правильности выбора ремонтной конструкции необходимо определить тип и фактические параметры дефекта с составлением акта проведения дефектоскопического контроля.

Приварная муфта должна перекрывать место дефекта не менее чем на 100 мм от края дефекта. Длина муфт выбирается в зависимости от длины ремонтируемого дефекта и в соответствии с требованиями технологии на установку муфт данного типа. Длина цилиндрической части удлиненной галтельной муфты для ремонта гофр не должна превышать 1,5Dн. Длина полости галтельной муфты с короткой полостью, в которой должен находиться поперечный сварной шов ремонтируемого участка, не должна превышать 100 мм.

В местах приварки муфты и ее элементов к трубе нефтепровода должна быть проведена проверка на отсутствие дефектов стенки трубы. При наличии дефектов в стенке трубы приварка муфты в данном месте не допускается.

Композитная муфта устанавливается по композитно-муфтовой технологии. Композитные материалы должны быть испытаны и допущены к применению установленным порядком.

Подъем и опускание нефтепровода при ведении работ по установке муфт не допускаются.

Максимальное допустимое давление в нефтепроводе при установке приварных ремонтных муфт должно быть не более 2,5 МПа.

Все сварные швы муфты при изготовлении должны пройти 100% визуальный и радиографический контроль. При установке муфты на трубу все монтажные сварные швы должны пройти визуальный и ультразвуковой контроль. Наличие дефектов, превышающих требования ВСН 012-88, не допускается. Дополнительно могут применяться магнитопорошковый или другие методы.

* 1. **Порядок проведения ремонта дефектов**

Устранение дефектов, подлежащих ремонту, может производиться как

выборочным ремонтом отдельных дефектов в соответствии с методами, регламентированными настоящим РД, так и капитальным ремонтом с заменой трубы и с заменой изоляции на протяженных участках нефтепровода. При капитальном ремонте с заменой изоляции должен производиться ремонт всех имеющихся на данном участке дефектов, подлежащих ремонту, с последующей заменой изоляции.

Выбор вида ремонта (выборочный, капитальный с заменой труб, капитальный с заменой изоляции) производится в зависимости от:

* технико-экономических показателей по видам и методам ремонта;
* плотностей распределения дефектов ДПР и ПОР по длине нефтепровода;
* плотностей распределения коррозионных дефектов по длине нефтепровода;
* состояния изоляционного покрытия;
* конкретных условий пролегания нефтепровода;
* фактических и прогнозируемых показателей загруженности нефтепровода.

Очередность ремонта дефектов ПОР определяется исходя из следующих критериев:

В первую очередь подлежат ремонту и устранению дефекты:

* ограничивающие пропускную способность нефтепровода;
* расположенные на переходах через естественные и искусственные водные препятствия;
* расположенные на переходах через автомобильные и железные дороги;
* расположенные вблизи населенных пунктов и промышленных объектов;
* расположенные на местности, геодезические отметки и профиль которых при выходе нефти могут привести к попаданию ее в реки, водоемы, населенные пункты и промышленные объекты;
* расположенные в труднодоступных участках нефтепроводов (болота, горные участки и др.).

В зависимости от значимости нефтепровода первоочередному ремонту и устранению подлежат дефекты, расположенные на:

* межрегиональных магистральных нефтепроводах, по которым транспортируется нефть многих грузоотправителей и осуществляются поставки на НПЗ России;
* магистральных нефтепроводах экспортного направления;
* магистральных нефтепроводах, задействованных в перспективных проектах развития системы;
* магистральных нефтепроводах или участках, не имеющих дублирующего направления;
* магистральных нефтепроводах регионального значения от мест добычи и загруженных свыше 70% от проектной производительности.

**2.8 Методы ремонта дефектных участков нефтепровода**

Запрещается установка на нефтепроводах заплат всех видов, накладных элементов ("корыта") и других, нерегламентированных настоящим РД конструктивных элементов. Все ранее установленные на нефтепроводах заплаты и накладные элементы должны быть заменены постоянными методами.

Разрешенные методы ремонта.

Для ремонта дефектов магистральных и технологических нефтепроводов могут применяться следующие методы ремонта:

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

Методы ремонта нефтепроводов подразделяются на методы постоянного ремонта и методы временного ремонта.

К методам постоянного ремонта относятся методы, восстанавливающие несущую способность дефектного участка нефтепровода до уровня бездефектного участка на все время его дальнейшей эксплуатации.

К методам и конструкциям для постоянного ремонта относятся шлифовка, заварка, вырезка, композитная муфта, обжимная приварная муфта, галтельная муфта, удлиненная галтельная муфта для ремонта гофр, патрубок с эллиптическим днищем.

Конструкции временного ремонта применяются на ограниченный период времени, установка их в плановом порядке запрещается. К конструкциям для временного ремонта относятся необжимная приварная муфта и муфта с коническими переходами. Муфты этих типов разрешается применять для аварийного ремонта с последующей заменой в течение одного календарного месяца и для ремонта гофр на срок не более одного года с обязательной последующей заменой на постоянные методы ремонта.

Допустимый срок эксплуатации ранее установленных муфт с коническими переходами, необжимных приварных муфт и заплат определяется в зависимости от отношения максимального рабочего давления в зоне дефекта к проектному давлению нефтепровода.

Ремонтные конструкции должны быть изготовлены в заводских условиях, в условиях Центральных баз производственного обеспечения или ремонтных участков ОАО МН по техническим условиям и конструкторской документации, разработанной, согласованной и утвержденной в установленном порядке и иметь паспорт.

Применение муфт и других ремонтных конструкций, изготовленных в полевых условиях (в трассовых условиях) запрещается.

**2.9 Краткая характеристика подводного перехода**

Река Калмаш находится на территории Чекмагушевского района Башкортостана. Участок подводного перехода нефтепровода Калтасы – Уфа-2 через реку Калмаш расположен у деревни Калмаш, по трассе трубопровода – это 107,8 км. Ремонт подводного перехода делается на основании диагностического обследования. На этом участке трубопровода обнаружено многочисленное количество дефектов подлежащих ремонту и один дефект подлежащий первоочередному ремонту.

Длина подводного перехода, м 134;

ширина русла, м 27,5;

максимальная глубина реки, м 1,5;

максимальная глубина разрабатываемой траншеи: 2,5;

характеристика трубы: 720×10 мм; сталь 17Г1С;

рабочее давление, МПа 6,4;

русло реки сложено гравийно-галечным материалом с песком

Течение реки – 0,9 м/с, справа налево если смотреть по трассе.

Изоляционное покрытие «Пластобит – 40», усиленное: грунтовка, мастика, «Изобит» и обертка ПЭКОМ.

Футеровка: сплошная, деревянными рейками сечением 4000×60×30 по ТУ 102-14-86.

Балластировка: чугунными грузами, марка СЧ-15 ГОСТ 1412-85.

Участок перехода представляет собой относительно равную с абсолютными отметками от 106,23 до 05,65 м. На участке перехода русло извилистое, с пологими берегами. Берега проросли кустарником, полоса зарослей от 5 до 5 м. Река Калмаш не судоходная. Амплитуда колебаний воздуха составляет от 57 до 62 0С. [14]

**3 РАСЧЕТНЫЙ РАЗДЕЛ**

**3.1 Расчет толщины стенки трубопровода**

В общем случае толщину стенки трубопровода δ согласно СНиП 2.05.06-85\* можно определить следующим образом

,

где ψ1 – коэффициент двухосного напряженного состояния металла труб;

nр – коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления, nр=1,1 [1];

р – внутреннее давление в трубопроводе;

Dн – наружный диаметр трубопровода;

R1 – расчетное сопротивление материала и его можно рассчитать по формуле

,

где − нормативное сопротивление материала, зависящее от марки стали, =σв=520МПа;

m – коэффициент условий работы трубопровода, для первой категории трубопроводов m=0,75 [1];

к1 – коэффициент надежности по металлу, для данной марки стали к1=1,47 [1];

кн – коэффициент надежности по назначению, для трубопровода с условным диаметром 720 мм и внутренним давлением 6,4 МПа кн=1 [1];

 МПа;

Коэффициент ψ1=1 при сжимающих продольных осевых напряжениях σпр N>0.

При σпр N<0 ψ1 определяется по формуле

.

Первоначально принимаем ψ1=1.

Рассчитаем предварительную толщину стенки

Уточняем это значение по ГОСТ и принимаем δ=10 мм [31].

Продольные осевые напряжения рассчитаем по формуле

,

где Δt – расчетный перепад температур;

μ - коэффициент Пуассона, μ=0,3 [1];

αt – коэффициент линейного расширения металла,

αt=1,2⋅10-5 1/0С [1];

Е – модуль Юнга, Е=2,06⋅105 МПа [1];

nt – коэффициент надежности по температуре, nt=1 [1];

Dвн – внутренний диаметр трубопровода.

мм;

Расчетный перепад температур Δt

0 С,

0 С.

Рассчитаем продольные напряжения σпр N

Так как для σпр N(-)>0 ψ1=1 и данный случай уже рассчитан, то рассчитаем значение коэффициента двуосного напряженного состояния для σпр N(+)<0

ψ

Для данного значения коэффициента ψ1 рассчитаем толщину стенки

Окончательно принимаем трубу 720×10.

**3.2 Проверка толщины стенки на прочность и деформацию**

Прочность в продольном направлении проверяется по условию

⎜σ⎜ψR,

где ψ- коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях (σ0) ψ=1,0 , при сжимающих (σ<0) определяется по формуле

ψ=,

где σ-кольцевые напряжения в стене трубы от расчетного внутреннего давления,

σ=,

σ=,

ψ=.

σ=246,4<, что удовлетворяет условию;

σ=⎜-5,7⎜<, условие выполняется.

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций трубопроводов проверку производят по условиям

⎜ σ⎜ψ,

,

где σ-максимальные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий;

ψ-коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла трубы;

-кольцевые напряжения в стенках трубопровода от нормативного внутреннего давления;

−нормативное сопротивление материала, зависящее от марки стали, =σт=360МПа;

σ=Δt±,

где -упругого изгиба оси трубопровода

Для проверки по деформациям находим:

1)кольцевые напряжения от действия нормативной нагрузки - внутреннего давления

;

МПа.

Коэффициент ψ определяется по формуле

ψ,

ψ.

Условие выполняется 224;

2)продольные напряжения

при <0, ψ=0,389,

>0, ψ,

для положительного температурного перепада

а)=,

б)=,

условие ⎜σ⎜ψ, выполняется в двух случаях

МПа,

МПа,

для отрицательного температурного перепада

а)=

б)=

условие ⎜σ⎜ψ, выполняется в двух случаях

;

**3.3 Расчет устойчивости трубопровода на водном переходе**

Уравнение устойчивости подводного трубопровода согласно СНиП 2.05.06-85\* имеет следующий вид

,

где nб – коэффициент надежности по нагрузке, nб=1 для чугунных пригрузов [1];

кн.в - коэффициент надежности против всплытия, кн.в=1,1 для русловых участков переходов при ширине реки до 200 м [1];

qизг – расчетная нагрузка, обеспечивающая упругий изгиб трубопровода соответственно рельефу дна траншеи.

qв – расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод;

qверт – величина пригруза, необходимая для компенсации вертикальной составляющей Ру воздействия гидродинамического потока на единицу длины трубопровода, qверт=Ру;

qг – величина пригруза, необходимая для компенсации горизонтальной Рх составляющей воздействия гидродинамического потока на единицу длины трубопровода, qг=Рх /к;

к – коэффициент трения трубы о грунт при поперечных перемещениях, к=0,45 [2];

qдоп – нагрузка от веса перекачиваемого продукта, qдоп=0 т.к. рассчитывается крайний случай - трубопровод без продукта;

qтр – расчетная нагрузка от собственного веса трубопровода;

ρбит=1040 кг/м3плотность изобита, [2].

Расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод

,

где Dн.ф. – наружный диаметр футерованного трубопровода;

ρв =1100 Н/м,[2] – плотность воды.

где δип – толщина изоляционного покрытия,

δгр – толщина покрытия грунтовки,

δмас – толщина покрытия мастики,

δоб – толщина обертки.

 Н/м.

Горизонтальная составляющая гидродинамического воздействия потока

,

Сх–гидродинамический коэффициент лобового сопротивления, зависящий от числа Рейнольдса и характера внешней поверхности трубопровода.

где Vср – средняя скорость течения реки, Vср=0,9 м/с;

νв – кинематическая вязкость воды, м2/с.

Для офутерованного трубопровода и 105<Re<107 коэффициент Сх=1,0 [2].

 Н/м.

Вертикальная составляющая гидродинамического воздействия потока

,

Су – коэффициент подъемной силы, Су=0,55 [10];

 Н/м.

Расчетную нагрузку от собственного веса трубопровода рассчитаем по следующей формуле

qтр=nсв⋅(qмн + qизн+qфутн),

где nсв – коэффициент надежности по нагрузкам от действия собственного веса, nсв=0,95 [1];

qмн – нормативная нагрузка от собственного веса металла трубы;

qизн -нормативная нагрузка от собственного веса изоляции;

qфутн – нормативная нагрузка от собственного веса футеровки.

Нормативная нагрузка от собственного веса металла трубы

,

γм – удельный вес металла, из которого изготовлены трубы (для стали γм=78500 Н/м3 [2]);

 Н/м.

Нормативная нагрузка от собственного веса битумной изоляции

,

где ρбит– плотность битумной изоляции (изобита);

Dн.и. – наружный диаметр изолированного трубопровода

 Н/м.

Нормативная нагрузка от собственного веса обертки

q=к··D···g

где к=1,09- коэффициент для двухслойной изоляции;

=0,6·10 м – толщина обертки;

=880 кг/м - плотность обертки.

q=1,09·3,14·0,728·0,6·10·880·9,81=12,91 Н/м.

Нормативная нагрузка от собственного веса изоляции

q=q+q=92,77+12,9=105,68 Н/м.

Нормативная нагрузка от собственного веса футеровки

,

где ρфут – плотность деревянной футеровки;

Dн.ф. –наружный диаметр офутерованного трубопровода.

 Н/м.

Расчетная нагрузка от собственного веса трубопровода

qтр=0,95(1750,1+105,68+455,91)=2196,11 Н/м.

Дополнительная выталкивающая сила за счет изгиба трубопровода

где

J- осевой момент инерции поперечного сечения трубы

,

,


#### Величина пригрузки трубопровода в воде

 Н/м.

Определим расстояние между пригрузами и их число.

Для балластировки трубопровода выбираем чугунные кольцевые марка СЧ1520 ГОСТ 1412-85 массой 1100 кг, объемом 0,175 м3 , толщина груза =0,065м, ширина груза 0,96 м, наружный диаметр Dн =0,96 м [2].

Расстояние между пригрузами

где Qг – масса груза;

Vг – объем груза;

Число пригрузов

Nг=L/lг=134/1,78=75,28.

## Принимаем количество пригрузов Nг=76 шт.

**4 ДИАГНОСТИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ И РЕМОНТ НЕФТЕПРОВОДА «КАЛТАСЫ-УФА-2» НА ПОДВОДНОМ ПЕРЕХОДЕ Р.КАЛМАШ**

**4.1 Водолазное обследование**

Перед началом производства земляных работ выполняется водолазное обследование дна реки Калмаш с целью выявления препятствий, мешаюших производству работ и проверке совпадения черных отметок с проектными После вскрытия нитки трубопровода до его демонтажа (протаскиванием), также производится водолазное обследование.

После окончания доработки траншеи до проектных отметок, до укладки новой нитки трубопровода производится водолазное обследование подводной траншеи по дну, глубины траншеи и величины откосов по проекту.

После окончания укладки выполняется водолазное обследование уложенного трубопровода с целью проверки его положения на дне траншеи.

После засыпки подводной траншеи выполняется водолазное обследование с целью соответствия фактических отметок засыпки проектным.

Обследование дна подводного перехода по ходовому тросу:

Перед обследованием необходимо выполнить следующие дополнительные мероприятия:

-установить на обоих берегах створные знаки обозначающие границы обследуемой полосы в пределах ширины раскрытия траншеи плюс пять метров выше и ниже по течению;

-проложить направляющие тросы по границам обследуемой полосы;

-уложить ходовой трос, имеющий на концах балласт с буйками, в начале обследуемой полосы.

Двигаясь от одного конца к другому концу ходового троса водолаз выполняет обследование дна. Дойдя до конца ходового троса , водолаз переносит его вместе с балластом и буком по направляющему тросу на расстояние двойной видимости под водой. Другой конец переносится на такое же расстояние рабочими на лодке. После этого двигаясь по ходовому тросу в обратном направлении, водолаз продолжает обследование. Длина ходового троса принимается чуть больше ширины обследуемой полосы.

Обследование трубопровода уложенного в траншею:

Водолаз передвигается по дну подводной траншеи вдоль уложенного трубопровода, при этом проверяет состояние трубопровода после выполнения укладки (протаскиванием). Проверяется целостность футеровки и изоляции, возможное смещение грузов, совпадение положения трубопровода в траншеи с проектным положением. Периодически водолаз отходит от трубопровода к бровке траншеи, при этом проверяется фактическое положение уложенного трубопровода. Обо всех отклонениях от проектного положения трубопровода (наличие провисов, отклонение от оси траншеи) водолаз докладывает на поверхность и отмечает эти места буйками. После выбора всей длины водолазного шланга водолаз буком место следующего погружения, переходит на другую сторону трубопровода и обследует данный участок в обратном направлении.

**4.2 Земляные работы**

Земляные работы необходимо производить поэтапно:

I этап - вскрытие существующего трубопровода;

II этап - доработка траншеи после извлечения трубопровода до отметок предусмотренным проектом.

Вскрытие трубопровода в русле производится с помощью гидромонитора, при этом сначала грунт снимается над трубой, за тем последовательными проходами гидромонитора вдоль трубы разрабатывается грунт до нижней образующей трубы. Одновременно со вскрытием трубопровода в русле производится разработка урезной части траншеи. На пойме грунт разрабатывается экскаватором до проектных отметок. После демонтажа существующего трубопровода, в русле и урезах траншея дорабатывается гидромонитором до проектных отметок, а так же возможна с помощью экскаватора установленного на понтоне.

На пойме после демонтажа производят подчистку траншеи.

Грунт от разработки траншеи гидромонитором (или экскаватором) транспортируется в подводные отвалы за пределы раскрытия траншеи.

Ширина русловой траншеи по дну принята 3.0 м согласно ВСН-010-88, на пойме ширина траншеи принята из условия геометрических размеров ковша.

Засыпка подводной траншеи предусматривается гидромонитором, ранее разработанным грунтом из подводного отвала, до черных отметок. Объём засыпки принят с учетом потерь грунта на отмачивание. Засыпка урезов производится сначала гидромонитором затем бульдозеро до черных отметок. На пойме трубопровод засыпается бульдозером до черных отметок.

Технология работ.

До производства земляных работ необходимо:

- принять в установленном порядке створ перехода;

- произвести вынос реперов из зоны производства работ, установить водомерный пост;

- получить разрешение на производство работ;

- произвести вырубку леса и расчистку строительной полосы от кустарника;

- выполнить срезку плодородного слоя с учетом последующей рекультивацией;

- выполнить разбивку трассы на местности границ разработки траншеи и расположения отвалов грунта;

- произвести мероприятия по отводу поверхностных вод.

Бульдозерные работы.

Разработку траншеи производят захватами в направлении ближайшего отвала грунта. Отвалы располагают за пределами раскрытия траншеи, но в пределах полосы отвода. Высоту и ширину отвалов определяют с учетом местных условий.

В зависимости от условий работ и вида грунтов применяют 3 способа набора грунта бульдозером: прямоугольный, гребенчатый, клиновой.

Набор грунта прямоугольным способом - стружкой постоянной толщины применяется при работе бульдозера на подъеме и при значительном сопротивлении копанию.

Набор грунта гребенчатым способом применяется при разработке плотных и сухих грунтов.

Набор грунта клиновым способом применяется при разработке грунтов с малым сопротивлением копанию.

Для уменьшения потерь грунта разработку траншеи бульдозером выполняют по ярусно-траншейной схеме путем устройства параллельных полос - траншей шириной, равной ширине бульдозера, и разделенных стенками шириной до 1м. После разработки траншеи на глубину всего яруса производится разработка стенок между траншеями.

Грунт из траншеи в отвалы перемещается на расстояние 30 ... 40 м без промежуточных отвалов. При перемещении грунта на дальние расстояния с целью сокращения потерь грунта, грунт складируемая в промежуточный отвал, который по мере накопления грунта перемещается в отвал.

По окончании бульдозерных работ производитель работ производит их приемку, уточняет границы разработки траншеи экскаватором.

Экскаваторные работы.

Перед началом экскаваторных работ производят разбивку осей проходок, разметку границ работы экскаватора.

Разработку траншеи экскаватором начинают от уреза реки. Для улучшени условий работ экскаватора рекомендуется оставлять грунтовую перемычку с отметкой верха на 0.5 ... 1 м превышающей отметку уровня воды в реке. Откачку вод из траншеи производят водоотливным агрегатом.

В случае необходимости перемещения извлеченного экскаватором грунта на расстояние, превышающее радиус выгрузки экскаватора, используется бульдозер.

Разработка грунтовой перемычки производится в последнюю очередь.

Работа экскаватора без анкеровки допускается при продольных уклонах, не превышающих значений: 16.50 на увлажненной супеси; 210 – сухая супесь; 20 ... 22 0 - на песчаных и гравийных грунтах.

При работе экскаватора на уклонах, превышающих указанные предельные значения, но не более 36 0 обязательна его анкеровка.

В качестве подвижного анкера используется бульдозер. Для повышения безопасности работа экскаватором ведется с верху в низ. В условиях данного перехода продольные уклоны не превышают предельных значений, анкеровка не требуется.

* + 1. **Разработка подводной траншеи экскаватором с понтона**

Разрабатывается грунт при вскрытии существующего трубопровода и при доработки подводной траншеи до проектных отметок. При таком варианте вскрытия и доработки подводной траншеи необходимо соблюдать следующие требования к условиям работ:

- волнение воды не более 2 баллов;

- откосы траншеи 1:1.5;

- работы выполняются в летнее время.

До начала производства работ необходимо:

- обеспечить участок утвержденной к производству работ рабочей документацией;

- принять в установленном порядке створ перехода от генподрядчика со створными знаками и реперами;

- проложит по створу перехода трос и надежно закрепить один конец на понтоне, свободный конец троса - на форкопе трактора ( бульдозера);

- выложить второй трос на берегу по створу, закрепить его на понтоне и на форкопе трактора (бульдозера);

* - подготовить понтон к работе.

Доработка и вскрытие трубопровода начинается с верхней кромки траншеи. Ориентация экскаватора в процессе работы непрерывно контролируется по береговым створным знакам. Перемещение экскаватора с понтоном с одного места стоянки на другое осуществляется тракторами (бульдозерами), расположенными на противоположных берегах.

Сигналы, подаваемые при производстве работ, должны быть отработаны заранее. Экскаватор на понтоне устанавливается по створу перехода. Перемещаясь в процессе работы с одной стороны на другую, по створу перехода, экскаватор разрабатывает траншею проектного сечения. Шаг подвижки экскаватора раве 3.0 ... 4.0 м. Складирование грунта производится в подводный отвал, расположенный на расстоянии не менее 1 м от кромки траншеи. Между отвалами оставляют технологические разрывы для обеспечения естественного стока реки.

В качестве понтона можно использовать унифицированный понтон УП-2 водоизмещением 40 т; понтон имеет массу 10000 кг, осадка составляет 0.8м при максимальном нагружении понтона. Понтон УП-2 удобен при транспортировке, так как он разборный.

Экскаватор, производящий разработку подводной траншеи с понтона - ЭО 4121. Марка бульдозера ДЗ-27С на базе Т-130, который имеет максимальное тяговое усилие 94 кН. Используется тяговый трос диаметром 26 мм.

**4.3 Монтажно-укладочные работы подводного перехода**

**4.3.1 Демонтаж старой нитки трубопровода**

Перед началом демонтажа подводного перехода нефтепровода необходимо произвести следующие подготовительные работы:

- отключение демонтируемого участка нефтепровода от основной магистрали, откачку нефти и из отключенного участка, его очистку и промывку с оформлением соответствующего акта (производится заказчиком);

- уточнение местонахождения нефтепровода в плане с обозначением на местности вешками;

- уточнение глубинного залегания нефтепровода;

По окончании вскрытия трубопровода в границах подводно-технических работ его обрезают от магистрали с обоих концов и приваривают оголовок на правом берегу и заглушку на левом. С помощью тяговых средств демонтируемый трубопровод вытаскивают на монтажную площадку. Трубопровод вытаскивается на берег и по мере вытаскивания разрезается на отдельные куски длиной по 10...11 м и складываются в специально отведенном месте.

После демонтажа вскрывают пойменный участок, вытаскивание из траншеи производят с бровки, за тем нитку режут на отдельные трубы длиной 10..11 м.

Вывоз труб производится заказчиком. В качестве тягового средства используется трубоукладчик ТГ-634 с максимальным тяговым усилием 550кН (см. расчет выше).

**4.3.2 Сварочно-монтажные работы**

До начала сварочно-монтажных работ необходимо:

- получить следующую документацию: сертификаты и паспорта на трубы и сварочные материалы; список сварщиков; копии удостоверений сварщиков; заключения результатов механических испытаний допускных и контрольных сварных соединений; журнал регистрации результатов механических испытаний допускных и контрольных соединений;

- спланировать площадку;

- построить временные дороги вдоль площадки;

- развести и разложить на площадке трубе (секции труб) с учетом расчетной длины плетей;

- разместить в зоне производства работ кран - трубоукладчик, сварочный агрегат, бульдозер, наружный центратор, инвентарные лежки, передвижную защитную палатку.

Трубы должны соответствовать требованиям технических условий.

Перед сборкой труб (секций) необходимо:

- произвести визуальный осмотр поверхностей труб;

- очистить внутреннюю полость труб от загрязнений и посторонних предметов;

- выправить вмятины на концах труб с использованием безударных разжимных устройств;

- обрезать дефектные участки труб;

- зачистить электрошлифмашинкой до чистого металла кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб на ширину не менее 10 мм, обнаруженные дефекты устраняются согласно п.4.2 СНиП III-42-80.

Сборка труб (секций) с помощью наружного центратора производится в следующем порядке:

- на торец первой подготовленной к центровке трубы установить центратор;

- трубоукладчиком с помощью клещевого захвата или стропа поднять вторую, подготовленную к центровке трубу, и зачищенным концом ввести его в центратор;

- установить требуемый зазор, стянуть центратор винтовым зажимом;

- произвести прихватку стыка.

Непосредственно перед прихваткой и сваркой производится просушка (или подогрев) кольцевыми нагревателями торцов труб и прилегающих к ним участков шириной не менее 150 мм.

После окончания центровки труб выполняют сварку первого корневого слоя шва. При вынужденных перерывах более 3 минут во время сварки корневого слоя шва необходимо поддерживать температуру торцов труб на уровне требуемой температуры предварительного подогрева. Необходимость подогрева и его параметры определяют в зависимости от эквивалента углерода стали, толщины стенки стыкуемых труб, температуры окружающего воздуха и покрытия электродов. Если это правило не соблюдено, то стык должен быть вырезан и заварен вновь.

К моменту окончания центровки труб необходимо просушить электроды, температура и время прокалки указаны в таблице 4.1

### Таблица 4.1

### Температура и время прокалки электродов [20]

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Электроды | Температура | Время |
| Тип, марка | Вид покрытия | прокалки, 0С | выдержки, ч |
| 1. Э42, Э502. Э42А3. Э50А4. Э60, Э70 | ЦБББ | 60...100250300350 | 1.01.01.01.0 |

Поле сварки корневого слоя шва электродами с целлюлозным покрытием его поверхность зачищается от шлака шлифмашинкой до получения плоской поверхности.

Горячий проход осуществляется непосредственно после сварки и шлифовки корневого слоя шва, выполненного только с применением целлюлозных электродов. Время между окончанием сварки первого слоя шва и началом выполнения горячего прохода не должно превышать 5 минут. При вынужденных перерывах после сварки первого слоя шва более 5 минут необходимо поддерживать температуру торцов труб на уровне требуемой температуры предварительного подогрева. Если это условие не выполняется, то стык должен быть вырезан и заварен вновь.

Перед наложением каждого последующего слоя шва поверхность предыдущего слоя шва должна быть очищена от шлаков и брызг наплавленного металла, После окончания сварки поверхность облицовочного слоя шва так же должна быть очищена от шлака и брызг.

Величина зазора при сборке труб, температура предварительного подогрева, тип и марка сварочных электродов определяется технологической картой на сварку труб, утвержденной главным инженером треста и территориальной конторой по качеству строительства.

Сварочные соединения подвергают внешнему осмотру и неразрушающему контролю физическими методами. Внешнему осмотру подвергают все сварные стыки, для чего каждый стык перед осмотром необходимо очистить от шлака, грязи и брызг наплавленного металла. При этом сварные соединения не должны иметь трещин, подрезов глубиной более 0.5 мм, недопустимых смещений кромок, прожогов, кратеров и выходящих на поверхность пор, а также других дефектов формирования шва. Ширина шва должна соответствовать технологической инструкции на конкретный метод сварки, усиление шва должно быть высотой 1...3 мм и иметь плавный переход к основному металлу.

Неразрушающему контролю стыки труб выполненные электродуговой сваркой, подвергаются в объёме 100 % на участках трубопроводов I категории, стыков захлестов, ввариваемых катушек и арматуры контролируется рентгеновскими или гамма - графическими методами. Используется рентгеновский аппарат “Мир-2Д”, который способен просветить стенку толщиной до 20 мм.

**4.3.3. Гидравлическое испытание**

Испытание подводного перехода следует производить в соответствии с требованиями ВСН 011-88 под руководством комиссии, состоящей из представителей генерального подрядчика, заказчика или органов технадзора.

Перед началом необходимо предупредить местные органы о сроках, порядке проведения работ и провести оповещение об этом жителей населенных пунктов.

I этап испытания на сварочно-монтажной площадке до изоляции. До начала производства работ по гидравлическому испытанию необходимо:

- сварить трубы в плеть;

- провести 100% контроль сварных соединений радиографическим методом;

- очистить трубопровод от окалины, грунта, мусора и других посторонних предметов;

- спланировать площадку с продольным уклоном 2...50 в сторону уреза воды;

- подготовить к работе машины, оборудование, приспособления и инструменты.

Для проведения испытания на прочность и проверки на герметичность необходимо:

- выложить трубоукладчиками трубопровод на площадке;

- приварить на обоих концах плети катушки с заглушками; разместить места установки манометров, воздухоспускных кранов и патрубков;

- газовой резкой вырезать отверстия по диаметру штуцеров и патрубков;

- вварить в отверстия воздухоспускные краны, штуцеры и патрубки, установить манометры, подсоединить наполнительный и опрессовочный агрегаты.

Работы по гидравлическому испытанию производятся в следующей последовательности:

- открываются воздухоспускные краны и закрываются краны на патрубках для освобождения трубопровода от воды;

- закачивается вода в трубопровод;

- когда из всех воздухоспускных кранов начнут выходить струи воды (трубопровод полностью заполнен водой), воздухоспускные краны закрываются;

- подымается давление в трубопроводе до максимально возможного при помощи наполнительного агрегата, после чего кран на подводящей линии этого агрегата перекрывается;

- включается опрессовочный агрегат и увеличивает давление до величины испытательного. Давление увеличивается постепенно и равномерно без толчков и ударов, с постоянным контролем за состоянием трубопровода визуально и по манометрам. В процессе подъема давления поверхность трубопровода осматривается при давлении равном 1/3 и 2/3 испытательного. При осмотрах повышение давления прекращается

- закрываются все краны на подводящих линиях и трубопровод выдерживается под испытательным давлением в течение 6 часов;

- снижается испытательное давление до рабочего путем выпуска воды через патрубок для освобождения от воды, и производится проверка на герметичность. Продолжительность проверки на герметичность определяется временем, необходимым для тщательного осмотра, но не менее 12 часов.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания на прочность трубопровод не разрушился, а при проверке на герметичность давление остается неизменным, отсутствуют утечки.

После испытания трубопровод освобождается от воды через отводящий патрубок самотеком или продувкой воздухом, срезаются катушки с заглушками и арматурой для испытания, демонтируются обвязочные и подводящие трубопроводы.

II этап испытания - после укладки трубопровода, но до засыпки.

До начала производства работ необходимо:

- уложить трубопровод в подводную траншею;

- провести промеры и водолазное обследование уложенного трубопровода;

- подготовить к работе оборудование.

Технология и организация работ на 2 этапе аналогична I этапу. Время выдержки под давлением при испытании на прочность 12 часов, при проверке на герметичность - 12 часов.

Испытательные давления имеют следующие значения:

- при испытании участка в границах подводно-технических работ

I этап 8.25 МПа;

II этап 6.9 МПа;

- при испытании пойменных участков

I этап 6.9 МПа;

II этап 6.05 МПа.

**4.3.4 Изоляция**

До начала работ по нанесению изоляции на трубопровод необходимо:

- провести испытание на прочность и герметичность;

- выполнить планировку монтажной площадки;

- проверить наличие и качество изоляционных материалов;

- подготовить к работе машины, и механизмы, другое оборудование;

- получить разрешение на изоляцию трубопровода.

Работы по изоляции выполняются в следующей последовательности:

- со склада к месту работы вывозятся изоляционные материалы;

- на плеть трубопровода при помощи трубоукладчика насаживается комбайн;

- комбайн заполняется клеевой грунтовкой, на шпули устанавливаются рулоны и регулируются по диаметру изолируемого трубопровода и величине нахлеста;

- производится машинная очистка и изоляция плети трубопровода;

- проверяется качество изоляционного покрытия, при необходимости выполняется ремонт.

Перед насадкой комбайна на торец трубопровода надевается конус для предохранения от повреждений рабочих органов машины и кромки трубопровода. Трубопровод поддерживается на весу трубоукладчиком при помощи троллейных подвесок. Изоляционную ленту и соответствующую ей грунтовку следует наносить на очищенную от продуктов коррозии, окалины, грязи, масляных пятен, пыли наружную поверхность трубопроводов. Поверхность трубопровода при нанесении грунтовки и ленты должна быть сухой. Для обеспечения равномерного покрытия очищенный поверхности трубопровода грунтовку перед нанесением следует тщательно перемешать. Слой грунтовки должен быть сплошным и не иметь подтеков, сгустков, пузырей. грунтовку в случае необходимости перед нанесением допускается разбавить растворителем, вводя его не более 10% от разбавляемого объёма.

Изоляционную полимерную ленту следует наносить на трубопровод по свеженанесенной невысохшей грунтовке при температуре не ниже минус 400С. При температуре воздуха ниже 100С рулоны ленты и обертки перед нанесением необходимо выдержать не менее 48 часов в теплом помещении при температуре 150С, но не выше 450С. При температуре окружающего воздуха ниже 30С поверхность изолируемого трубопровода необходимо подогревать до температуры не ниже 150С, но не выше 500С.

При установке на шпулю нового рулона ленты, конец нанесенного полотнища поднимают на 10..15 см и под него подкладывают начало разматываемого рулона. Эти концы разглаживают на изолируемой поверхности и за тем прижимают рукой до нахлеста их последующим витком ленты.

Поверхность трубопровода необходимо предохранять от попадания на нее смазочного масла из трансмиссии и воды из систем охлаждения машин.

Все дефектные участки изоляции следует исправлять сразу после их обнаружения. Поврежденный участок необходимо освободить от обертки и изоляционной ленты. Ветошью, смоченной растворителем, с поверхности поврежденного участка тщательно удаляется пыль, грязь, влагу. Далее на ремонтируемый участок тонким слоем 0.1 ... 0.2 мм следует нанести соответствующую клеевую грунтовку и заплатку из липкой ленты, заплата должна перекрывать дефект не менее чем на 15 см по периметру. Крупные повреждения изоляции следует ремонтировать, нанося липкую ленту спирально по клеевой грунтовке. При этом ее наносят, захватывая на 5..10 см имеющуюся изоляцию на смежных участках с нахлестом 50 % ширины рулона плюс 3 см.

Сплошность отремонтированного изоляционного покрытия следует проверять дефектоскопом до нанесения защитной обертки. Во время дождя и сильного ветра изоляционные работы не производятся.

**4.3.5 Футеровка подводного трубопровода**

До начала работ выполняется следущее:

- проверяется качество изоляционного покрытия;

- доставляются на строительную площадку футеровочные рейки, необходимые материалы, приспособления и инструменты;

- подготавливается площадка для изготовления проволочных скруток и поясов;

- подготавливаются к работе машины, оборудование, приспособления и инструменты.

Работы по футеровке выполняются в следующей последовательности операций:

- плеть трубопровода выкладывается на лежаки;

- проверяется качество изоляционного покрытия;

- пакеты футеровочной рейки развозят трубоукладчиками вдоль трубопровода и раскидывают с интервалом 20м;

- из пакетов рейки в ручную раскладывают по длине трубопровода;

- одновременно с этими работами производится заготовка проволочных скруток;

- футеровка выполняется с помощью универсального стропа (мягкого полотенца), рейки укладывают на строп, плотно подгоняя, друг к другу, с учетом покрытия 3/4 окружности трубопровода;

- путем подъема крюка рейки прижимаются к трубопроводу, и после укладки остальной части реек закрепляются проволочными скрутками через 1м;

- после установки скруток крюк со стропом опускается к следующему участку.

В случае выполнения работ без трубоукладчика футеровка трубопровода выполняется с помощью 2 поясов из технической резины, на которые раскладывают рейки с учетом покрытия 3/4 окружности трубопровода и после укладки под пояса остальной части реек, закрепляются проволочными скрутками через 1м. После установки скруток пояса снимают и переносят на следующий участок.

Для футеровки участков плетей, уложенных на лежаки, необходимо приподнять трубу и передвинуть лежаки.

**4.3.6 Балластировка подводного трубопровода**

До начала балластировки выполняются следующие работы:

- проверяется качество футеровки;

- отмечаются места установки чугунных грузов на трубопроводе краской;

- планируется строительная площадка вдоль плети;

- проверяется комплектность грузов;

- подготавливаются к работе машины и механизмы, инвентарь, приспособления, средства для безопасного ведения работ.

Работы по балластировке выполняются в следующей последовательности:

- комплекты грузов трубоукладчиками развозятся вдоль трубопровода и раскладываются, так чтобы нижние элементы одной гранью касались трубопровода, верхние располагались рядом с ними;

- после раскладки грузов трубопровод последовательно поднимается и перекладывается трубоукладчиками на нижние элементы. Затем производится навеска верхних элементов с одновременной центровкой отверстий под стяжные болты. При этом необходимо следить за тем, чтобы исключалась возможность удара или падения груза на трубопровод;

- верхние и нижние элементы соединяются болтами и затягиваются гайками.

Соединенные элементы подвергаются антикоррозионной окраске лакокрасочными материалами или битумом.

* + 1. **Укладка новой плети трубопровода**

Укладка новой плети трубопровода нефтепровода Калтасы - Уфа-2 производится методом протаскивания после монтажа плети, изоляции, футеровки, навеса балластных пригрузов, выкладки плети в створ перехода на правом берегу реки.

Протаскивание плети трубопровода производится с правого берега на левый берег. На правом берегу часть веса снимается трубоукладчиками. В качестве подвижного тягового средства используется трубоукладчик ТГ-634. При протаскивании используется тяговый трос диаметром 38 мм. Тяговый трос укладывается в створ перехода с помощью подвижного тягового средства и троса проводника. После выкладки плети в створ перехода за пятку закрепляется тяговый трос на протаскиваемом трубопроводе. За оголовок плети крепится трос оттяжки. Для оттяжки оголовка используется дежурное транспортное средство, размещающееся на левом берегу.

Не большая часть трубопровода 15м после оголовка не балластируется до конца протаскивания, на этом участке навешивается понтон грузоподъемностью 49кН.

Для прохода трубоукладчиков, снимающих часть веса плети, на правом берегу вдоль уреза производится планировка дороги. Расстановка трубоукладчиков производится следующим образом:

- первый устанавливается на расстоянии 16...20 м от конца плети, следующие на расстоянии 30...40 м друг от друга.

При вхождении в воду протаскиваемого трубопровода оголовок удерживается в приподнятом положении, более тяжелая часть - пятка протаскивается по дну траншеи.

Во время протаскивания необходимо вести строгий контроль за правильностью перемещения плети по створу перехода, обеспечить синхронность работы механизмов, четкость выполнения команд руководителя.

По окончании протаскивания производится доработка траншеи на правом берегу и укладка трубопровода на проектные отметки. На левом берегу производится догрузка трубопровода до проектной величины балластировки.

До начала работ по укладке трубопровода:

- разрабатывается траншея до проектных отметок;

- сваривается плеть необходимой длины;

- производится испытание, изоляция, футеровка и балластировка плетей;

- устанавливается тяговое средство;

- подготавливается плеть к укладке, закрепляется конец тягового троса на оголовке;

- протаскивается тяговый трос через водную преграду, закрепляется на лебедке;

- подготавливаются к работе и размещаются на стройплощадке машины, механизмы, инвентарь и средства для безопасного ведения работ;

- проводится инструктаж рабочих и специалистов, распределение обязанности;

- проверяется взаимодействие всех машин, механизмов, средств связи и сигнализации;

- размещается пункт управления работами для обеспечения обзора всей зоны работ.

Протаскивание трубопровода по дну траншеи выполняется в следующей последовательности:

- плеть трубопровода выкладывается трубоукладчиками по оси перехода;

- трубоукладчики расставляются по всей длине плети для снятия веса трубопровода на суше;

- после полной готовности плети к укладке производится оттяжка тягового троса с выборкой слабины;

- по сигналу руководителя работ включается в работу тяговое средство;

- трубоукладчики поднимают плеть на высоту 20 ... 30 см;

- плеть сопровождается трубоукладчиками до момента выхода из работы.

В процессе протаскивания трубопровода все рабочие посты имеют двухстороннюю связь с пунктом управления для полной координации тяговой лебедки и трубоукладчиков. Команды для трогания и остановки трубопровода, которые передаются с пункта управления при помощи радиостанций, дублируются условными сигналами, должны быть отработаны заранее.

**4.3.8 Контроль изоляции участка**

Контроль качества изоляции после укладки трубопровода производится до вварки в общую трассу, но не ранее чем через две недели после засыпки. Контроль производится по результатам испытания методом катодной поляризации в соответствии с “Инструкцией по контролю состояния изоляции законченных строительством участков трубопроводов катодной поляризацией” (ВСН 2-20-76).

Поляризация проводится в следующем порядке:

- измеряют естественную разность потенциалов “труба - земля” в начале и в конце участка, при измерениях источник постоянного тока должен быть включен;

 - включают источник постоянного тока; устанавливают требуемую силу тока, (определяем по номограмме ) и поддерживают ее постоянной в течении всего периода испытаний;

- по истечении трех часов поляризации измеряют разность потенциалов “труба - земля” в начале и конце участка. Если смещение разности потенциалов менее указанных значений или смещение достигается при силе тока, превышающей величину, определяемую по номограмме, качество изоляции оценивают как неудовлетворительное.

**4.3.9 Берегоукрепления пойменной части подводного перехода**

По окончании засыпки уложенного трубопровода производятся работы по укреплению надводной и подводной части берега каменной наброской, при этом сначала делают подготовку из щебня толщиной 15 см. Поверх него производят отсыпку слоя бутового камня толщиной 20 см.

Отсыпка надводной части берегоукрепления производится экскаватором, подводная отсыпается с использованием плавкрана. Камень из временного склада перегружается на специальную баржу плавкраном.

При укреплении берегов применяется щебень из изверженных пород с плотностью 2.1 ... 2.4 т/м3. Камень применяемый для берегоукрепления из изверженных метаморфических или осадочных пород, без признаков выветривания, прослоек мягких пород глины, гипса и других размакаемых и растворимых включений и трещин. Марка не ниже 300 , морозостойкость не ниже 15. Каменная наброска способна выдержать неравномерную осадку откосов, она наиболее целесообразна для укрепления берега, так как способна обеспечить надежное крепление берега на протяжении 5 ... 15 лет. В случае когда не возможно использовать каменную наброску из-за экономических причин - дороговизна доставки, можно принять другие варианты крепления. Одним из них рекомендуется принять крепление резиновыми матами, укладываемые на щебеночную или песчаную подготовку (крупный песок) толщиной 15 см.

# **4.4 Технология установки обжимной приварной муфты**

# **4.4.1 Общие положения**

Настоящая технология распространяется на ремонт дефектов на действующих нефтепроводах диаметром 377÷1220 мм из сталей с временным сопротивлением разрыву до 539 МПа (55кгс/мм2) с применением стальных муфт. Муфта не допускается к установке на спиралешовных трубах и трубах из термоупрочненных и дисперсионнотвердеющих сталей.

Технология распространяется на ремонт муфтами трубопроводов I-IV категорий (СНиП 2.05.06-85\*) из цельнотянутых и прямошовных труб.

Технология регламентирует ручную дуговую сварку электродами с основным видом покрытия, применяющуюся при изготовлении и при установке ремонтных муфт на действующем нефтепроводе. В Технологии представлена конструкция муфты, требования к ее изготовлению, требования к установке, особенности технологии сборки и сварки.

**4.4.2 Конструкция сварной ремонтной муфты**

Ремонтная муфта, включая и ее элементы, состоит из двух половин (верхней и нижней), которые после установки на трубопровод свариваются между собой продольными стыковыми швами и двух разгрузочных колец, которые устанавливаются по краям муфты и провариваются совместно с муфтой и телом трубы поперечными швами.

Конструкция герметичной привариваемой обжимной муфты представлена на рисунке. 4.1.

# **4.4.3 Технология изготовления ремонтной конструкции**

Изготовление муфт из термоупрочненных и спиральношовных труб не допускается.

Центральная часть длиной L > D и разгрузочные кольца длиной К=0,2D изготавливаются из двух половин каждая, вырезанных из трубы диаметром D с припуском по периметру.

Горизонтальные кромки нижних половин выполняются без скоса или со скосом 10°, а верхних со скосом кромок под углом 30÷35° и притуплением 1,5÷2 мм. Поперечные кромки подрезаются без скоса.

Вдоль предполагаемых продольных стыков деталей приваривают технологические скобы для сборки муфты. Технологические скобы устанавливаются с шагом не более 400мм.

Изготовление муфты из участка трубы с кольцевым сварным швом не допускается. Производятся ультразвуковой контроль сегментов на предмет отсутствия расслоения по толщине трубы.

Вырезку заготовки для изготовления муфты производят на расстоянии не менее 50 мм от кольцевого сварного шва.

Сборка и подгонка муфты и ее элементов производится на шаблоне, размеры которого должны соответствовать размерам ремонтируемой трубы.

Допускается разгибание заготовок муфты до соответствия их внутренних радиусов кривизны кривизне шаблона.

Усиление продольных сварных швов с внутренней стороны снимают шлифмашинкой до величины 0,7-1,0 мм для обеспечения лучшего прилегания муфты к ремонтируемой трубе.

После изготовления полумуфт или полуколец производят контроль кривизны внутренней поверхности. Допускается подгонка до соответствия размеров. Полумуфты должны стыковаться между собой и разгрузочными кольцами на действующем нефтепроводе без дополнительной подгонки.

**4.4.4 Технология установки и сварки ремонтной конструкции на действующем трубопроводе**

По общим вопросам сборки и сварки продольных стыковых соединений муфт следует руководствоваться СНиП Ш-42-80, ВСН 006-89.

При установке на трубу муфта должна перекрывать дефект на расстоянии не менее 100 мм с каждой стороны.

При установке продольные швы муфты и ее элементов должны быть смещены друг относительно друга, а также от продольных швов труб нефтепровода на расстоянии не менее 100 мм.

Расстояние между началом (или концом) муфты и кольцевым стыком на трубопроводе должно быть не менее 100 мм.

Расстояние между муфтами при установке на трубу двух или более муфт должно быть не менее 150 мм.

Все сварочные работы выполняют методом дуговой сварки.

Детали муфты монтируют с помощью шпилек диаметром от 24 до 32 мм, пропущенными в отверстия технологических скоб с обеспечением зазоров между кромками полумуфт, приведенными в таблице 1.13. При этом должен обеспечиваться прижим полумуфт затяжкой шпилек.

Во избежание приварки муфты к основной трубе нефтепровода сварку продольных стыков проводят на металлической подкладке толщиной от 1,0 до 2,0 мм и шириной 35-40 мм. В качестве материала подкладки использует спокойную малоуглеродистую сталь.

Подкладку устанавливают по всей длине шва перед сборкой двух половин муфты на трубе. Подкладка должна выступать с каждой стороны продольного стыка на величину не более 30-40 мм. Перекос подкладки от оси шва не допускается. После сварки свободные концы подкладки удаляют с помощью шлифмашинки.

Таблица 4.2

Величина зазора стыка при сборке продольных стыков муфты.

|  |  |
| --- | --- |
| Толщина стенки муфты, мм | Величина зазора, мм |
| от 8 до 10 | от 2,5 до 3,0 |
| 10 и более | от 3,0 до 3,5 |

При установке муфты на трубу запрещается наносить удары кувалдой или другими предметами с целью получения необходимых монтажных зазоров.

После сборки муфты на трубе проводят проверку зазора и смещения стыкуемых кромок. Одновременно проводят контроль величины зазора между стенками муфты (или ее элементов) и основной трубой нефтепровода по всему периметру.

К сварке муфт предъявляются следующие требования:

1. при сварке продольных стыков муфт необходимо обеспечить гарантированное проплавление кромок по всей длине шва;
2. полностью исключить приварку муфты к трубе нефтепровода в продольном направлении;
3. обеспечить прочное сварное соединение элементов поперечного стыка (муфта - тело трубы - разгрузочные кольца).

Непосредственно перед прихваткой и сваркой корневого слоя шва собранного продольного стыка необходимо просушить кромки муфты (нагрев до 40÷600С). Ширина зоны нагрева по оси стыка должна быть не менее 100 мм.

Прихватку продольных стыков проводят равномерно по длине стыка между сборочными приспособлениями.

Длина прихваток должна составлять не менее 30 мм и не более 100 мм в зависимости от длины свариваемых деталей (муфты или ее элементов). Количество прихваток не менее четырех, расстояние между прихватками не менее 400мм.

Для уменьшения вероятности образования дефектов начало каждой прихватки или шва зачищают шлифмашинкой. Прихватки должны обеспечить гарантированное проплавление кромок.

Видимые дефекты на прихватках (поры, шлаки, свищи и др.) устраняют шлифмашинкой. Прихватки с недопустимыми дефектами (трещинами, надрывами) полностью удаляют (срезают) шлифмашинкой и заваривают вновь.

После выполнения прихваток проводят сварку продольных стыков муфты.

Во избежание температурных деформаций сварку продольных стыков муфты (длиной более 300 мм) первого (корневого) и заполняющих слоев выполняют в направлении от центра муфты к ее краям обратноступенчатым способом.

Первые заполняющие слои (один-два) сваривают по центру шва, последующие - выполняют параллельными с перекрытием проходами (валиками). Облицовку выполняют методом непрерывной сварки в направлении от центра муфты к ее краям путем наложения трех параллельных проходов (валиков). Первоначально накладывают нижний валик, далее средний, а затем верхний.

 Последовательность наложения швов по сечению сварного соединения приведена на рисунке 1.11.

Сборочные приспособления двух половин муфт могут быть сняты только после сварки не менее 80% длины корневого слоя шва. Перед продолжением сварки корневого слоя шва после снятия сборочных приспособлений все сваренные участки швов зачищают от шлака, а начало и концы швов прорезают шлифмашинкой. Технологические скобы срезаются заподлицо с поверхностью муфты, места установки зашлифовываются.

Обнаруженные дефекты сварки первого (корневого), заполняющих и облицовочного слоев (незаваренные кратеры, одиночные поры, скопления пор и др.) должны быть устранены.

При сварке продольных стыков муфт перерывы в работе не допускаются. В случае вынужденных перерывов необходимо обеспечить медленное и равномерное охлаждение стыков путем укрытия их войлоком или листовым асбестом. При возобновлении сварки необходимо провести повторный подогрев недоваренных стыков.

Сварка муфты с трубой нефтепровода проводится кольцевыми угловыми швами.

Прихватка муфты или ее элементов к основной трубе нефтепровода должна проводиться равномерно по периметру трубы. Постановка прихваток в месте пересечения продольных швов муфты не допускается.

Сварка кольцевых швов муфты к трубе должна выполняться обратноступенчатым способом на корневом и заполняющих слоях и методом непрерывной сварки на облицовке.

Кольцевые швы должны свариваться в противоположных квадрантах окружности трубы одновременно двумя сварщиками.

При сварке поперечных швов муфты к трубе перерывы в работе не допускаются. Сварные угловые соединения муфт оставлять незаконченными не разрешается. В случае вынужденных перерывов необходимо провести повторный нагрев кромок муфты и основной трубы в месте сварки. Не допускается прекращать сварку до полного выполнения шва.

В процессе сварки швов осуществляется пооперационный внешний осмотр качества выполнения каждого слоя шва на отсутствие дефектов. Видимые дефекты швов устраняются.

Зазор между муфтой и трубой заполняется некорродирующей жидкостью (дизельным топливом, машинным маслом, нефтью). Производится опрессовка муфты давлением 2 МПа (20кгс\см2) в течении 1 часа. Испытание считается успешным, если не наблюдались падение давления в муфте и подтеков в ремонтной конструкции.

После испытания устанавливаются разгрузочные кольца, производится сварка продольных швов и сварка кольцевого стыка.

После сварки разгрузочных колец производится контроль заполнения муфты некоррозионной жидкостью и заварка штуцеров муфты.

Проводится дефектоскопический контроль качества сварных соединений муфты, оформляется Заключение и Акт на установку, и испытание муфты.

**5 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА**

**5.1 Правовые, нормативные и инструктивные акты регламентирующие трудовую деятельность**

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность в Арланском УДНГ регламентируют следующие правовые, нрмативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

1. Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г.

2.Федеральный закон о промышленной безопасности опасных дроизводственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.

3.Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изменениями и дополнениями от 24.07.2002г и 25.07.2002 г.), утвержденный Президентом РФ 30.12.2001.г.

4.Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности от 9.04.2000 г. с дополнениями и изменениями к ним, утвержденными 11.08.2001г.

5. Инструкции по технике безопасности предприятия.

6. Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.

7. ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»

8. ОСТ 51.81.82 ССБТ «Охрана труда в газовой промышленности»

9. Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г.

10. Закон о пожарной безопасности №б9-ФЗ, принят 21.12.1994 г (с эполнениями и изменениями от 22.08.1995 г, от 18.04.1996г, от 24.01.1998 г, от 11.2000 г. от 27.12.2000 г.

11. Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992г.

12. Правила пожарной безопасности РФ ППБ-01-93. МВД РФ 14.12.1993 г., полнения к ним от 25.07.1995 г.

Охрану труда и технику безопасности следует осуществлять на основании следующих нормативных документов:

СНиП 12. 03 - 2001 "Безопасность труда в строительстве". Часть 1. Общие требования.

СНиП 12.04 - 2002 "Безопасность труда в строительстве". Часть 2. Строительное производство.

Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышлен­ности;

Правила безопасности при сборе, подготовке и транспортиро­вании нефти и газа на предприятиях нефтяной промышленности;

СП 12-131 -95. Безопасность труда в строительстве. Пример­ное положение о порядке обучения и проверки знаний по охране труда руководящих работников и специалистов организаций, пред­приятий и учреждений строительства, промышленности строитель­ных материалов и жилищно-коммунального хозяйства. Принят и введен в действие постановлением Минстроя России от 27 июля 1995 г. № 18-77. с изм. № 1 от 08.07.96 № 18-45;

ГОСТ 12.3003 - 86. БТ "Работы электросварочные. Требования безопасности".

**5.2 Охрана труда**

В процессе эксплуатации нефтепровода происходит сужение поперечного сечение (вмятина, гофр, овальность) вследствие действующих на него различных факторов (давление грунта, непостоянство загрузки трубопровода и т.д.). Для определения и устранения этих аномалий, препятствующих пропуску снарядов-дефектоскопов, используется снаряд-профилемер, при пропуске которого иногда происходит его блокировка по достижении места расположения дефекта. Для его извлечения необходимо выполнять работы по вырезке участка трубы («катушки»), которые требуют организации безопасного их проведения. В этом разделе описываются мероприятия по избежанию опасных ситуаций при выполнении данного вида работ.

# В трубопроводном транспорте одной из главных особенностей является пожароопасность производственных объектов, связанная с наличием углеводородов, которые легко воспламеняются, что вызывает необходимость разработки специальных мер по технике безопасности. Большое значение для безопасности работников имеет герметизация оборудования, исключающая загрязненность рабочей атмосферы, возможность взрывов, пожаров и отравлений.

Также опасная ситуация может возникнуть при вырезке «катушки» замены дефектного участка или блокировки профилемера.

# Основные взрыво и пожароопасные свойства нефти указаны в таблице 5.1.

Таблица5.1

Взрыво и пожароопасные свойства нефти

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование веществ | ПДК,мг/м3[28] | Классопасности | Температура, К | Пределы взрываемости, % об |
| вспышки | самовос-пламенения | НКПРП | ВКПРП |
| нефть | 300 | 4 | 35 | 260 | 1,1 | 6,4 |

В зависимости физико-химических свойств, т.е. способности к воспламенению и взрыву взрывоопасные смеси разделяются по категориям и группам

В таблице 6.2 представлены категория и группа взрывоопасной смеси образующейся в рабочей зоне.

Здесь IIА – категория смеси соответствующая промышленным парам нефти, Т3 – группа, соответствующая температуре самовоспламенения свыше 200°С до 300°С.

Токсичность (отравляющая способность) нефти, которая проявляется в основном тогда, кода она переходит в парообразное состояние.

Таблица 5.2

Распределение взрывоопасных смесей по категориям и группам по ГОСТ 12.1.011-78

|  |  |
| --- | --- |
| Вещество, образующее с воздухом взрывоопасную смесь | Категория и группа взрывоопасных смесей |
| Нефть | IIА–ТЗ |

Пары нефти действуют, главным образом, на центральную нервную систему. Признаки отравления этими веществами чаще всего проявляются в головокружении, сухости во рту, головной боли, тошноте, учащённому сердцебиению, общей слабости и потере сознания.ГОСТ 12.1.005–88 устанавливает предельно допустимые концентрации (ПДК) для ядовитых веществ в рабочей зоне и на территории промышленных предприятий. Вредные вещества, входящие в состав нефти, могут при несоблюдении правил обращения с ними вызвать отравление. Возникает опасность отравления испарениями нефти и ядами в виде дымов и газов, образующимися в процессе сварки. Газы поступают в организм в основном через органы дыхания.

**5.2.1 Инженерные и организационные меры обеспечения безопасности труда**

Организация и проведение ремонтных работ осуществляется в соответствии с требованиями РД 39-00147105-015-98 Правила капитального ремонта, РД 153-39.4-056-00 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов, Правил безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов, ВППБ 01-05-99 Правил пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов, ВСН 31-81 Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства нефтяной промышленности, СНиП 12-03-01 Безопасность труда в строительстве, СНиП III-4-80\* Техника безопасности в строительстве и другими действующими нормативными документами.

На месте проведения работ должна присутствовать необходимая документация, которая включает в себя:

а) оперативная документация:

- разрешение на производство работ;

- план производства работ;

- приказ о назначении ответственных лиц за обеспечение сохранности нефтепровода, при движении техники в охранной зоне нефтепровода;

- приказ о назначении ответственных лиц за безопасное производство работ в соответствии с утвержденным планом производства работ;

- инструкция по пожарной безопасности;

- наряды-допуски на газоопасные, огневые и другие работы повышенной опасности;

- выписка из оперативной части Плана ликвидации возможных аварий;

- технологические карты на земляные и сварочные работы;

- папка предписаний, акты проверок.

б) исполнительная документация:

- акт передачи участка нефтепровода;

- акт закрепления трассы, площадки;

- ведомость установленной арматуры и оборудования;

- акт-допуск по форме СНиП 12-03-01;

- разрешение на производство работ в охранной зоне нефтепровода.

5.2.1.1 Инженерно-технические мероприятия

Меры безопасности при выполнении земляных работ

Производство земляных работ по вскрытию нефтепровода должно осуществляться с оформлением наряда-допуска на работы повышенной опасности. Во время работ в котловане должны находиться лица, которые заняты выполнением конкретной работы в данное время. Если в процессе работы в стенках траншеи появятся трещины, грозящие отвалом, то работники должны немедленно покинуть её и принять меры против обрушения грунта (укрепление стенок траншеи, срезание грунта для увеличения откосов и др.).

Размеры ремонтного котлована должны обеспечивать проведение работ по замене дефектного участка. Длина котлована определяется из расчета:

L=ℓ+(2-3) м

где ℓ – длина заменяемого участка нефтепровода, но не менее диаметра нефтепровода, при этом расстояние от конца заменяемого участка до прилегающей торцевой стенки котлована должно быть не менее 1,5 м.

В соответствии с профилем грунты, находящихся на территории нефтепроводов Челябинского НУ соответствуют суглинку и глине

Разработка ремонтного котлована без откосов не допускается. При разработке котлована глубиной 1,5 м и более крутизна откоса должна соответствовать, величинам указанным в таблице 5.3.

Таблица 5.3

Допустимая крутизна откосов траншеи и ремонтного котлована

|  |  |
| --- | --- |
| Вид грунта | Глубина траншеи, котлована, м |
| до 1,5 | 1,5…3,0 | 3,0…5,0 |
| угол откоса, град. | уклон | угол откоса, град. | уклон | угол откоса, град. | уклон |
| Суглинок | 76 | 1:0,25 | 63 | 1:0,50 | 53 | 1:0,75 |
| Глина | 76 | 1:0.25 | 76 | 1:0,25 | 63 | 1:0,50 |

Расстояние от нижней образующей трубы до дна котлована должно быть не менее 0,6 м.

Для возможного спуска и быстрого выхода работающих, котлован должен оснащаться инвентарными приставными лестницами, шириной не менее 75 см и длиной не менее 1,25 глубины котлована, из расчета по 2 лестницы на каждую сторону торца котлована.

При работе экскаватора необходимо соблюдать расстояние 0,20 м от ковша до стенки трубы. Для предотвращения падения кусков грунта в котлован, отвал вынутой земли должен находиться на расстоянии, не менее 0,5 м от края траншеи в связанных грунтах.

Расположение строительной техники около траншеи должно осуществляться в соответствии с приведённой таблицей 6.4.

Таблица 5.4

Параметры расположения строительной техники около траншеи

|  |  |
| --- | --- |
| Глубина траншеи | Расстояние до опорной части техники до откоса траншеи в зависимости от грунта, м |
| Суглинистый | Глинистый |
| 1 | 1,00 | 1,00 |
| 2 | 2,00 | 1,50 |
| 3 | 3,25 | 1,75 |
| 4 | 4,00 | 3,00 |

При работе на грунтах с малой несущей способность, для предотвращения повреждения нефтепровода бульдозером, снятие плодородного слоя следует проводить одноковшовым экскаватором.

При производстве работ в ночное время существует необходимость освещения котлована и места производства работ. Также, при поступления диагностического снаряда в темное время суток в камеру приёма очистных и диагностических устройств (КППОУ), возникает проблема освещения. Согласно СНиП 23-05-95 рабочие места, объекты, подходы и проезды к ним в темное время суток освещаются. Наружное охранное освещение обеспечивает освещенность на уровне земли 0,5 лк и более.

Для местного освещения при ремонтах и осмотрах во взрывопожароопасных помещениях и наружных установках применяются светильники напряжением не выше 12В во взрывозащищенном исполнении. Для освещения территории НПС установлены прожекторные мачты с прожекторами типа ПЗС-45.

В ночное время освещение рабочего котлована должно осуществляться прожекторами или светильниками во взрывозащищённом исполнении. Для местного освещения необходимо применять светильники напряжением не более 12В, или аккумуляторные фонари (включать и выключать их следует за пределами взрывоопасной зоне).

Контроль воздушной среды при проведении огневых и газоопасных работ

Контроль воздушной среды на объектах магистрального нефтепровода проводиться с целью обеспечения нормальных условий труда, предотвращения острых и хронических отравлений обслуживающего персонала или развития у них профессиональных заболеваний, а также с целью предупреждения возникновения опасных концентраций паров и газов, которые могут повлечь за собой взрывы и пожары.

Пары и газы углеводородов нефти согласно ГОСТ 12.1.007 по степени воздействия на организм человека относятся к четвёртому классу опасности (малоопасные). Отбор и анализ проб воздушной среды осуществляют лица, прошедшие специальную подготовку, сдавшие аттестационный экзамен в присутствии представителя Госгортехнадзора России и получившие допуск на проведение данного вида работ.

Для проведения анализа воздушной среды должны использоваться газоанализаторы, включённые в Государственный Реестр средств измерения России, Свидетельство на взрывозащиту, имеющие разрешение Госгортехнадзора России на применение на подконтрольных ему объектах и прошедшие государственную проверку в территориальных органах Госстандарта России. При замере состояния воздушной среды должны использоваться газоанализаторы предназначенные для определения предельно допустимых концентраций (ПДК) веществ в воздухе рабочей зоны (в весовых (мг/м3) или объёмных величинах (% об.). Воздушная среда должна контролироваться непосредственно перед началом, после каждого перерыва, в течение всего времени выполнения и после окончания работ, а также по первому требованию рабочих. При выборе точек контроля необходимо учитывать место и характер проведения работ, а также метеорологические условия (температуру воздуха, направление и скорость ветра).

Контроль воздушной среды в траншеях (котлованах) проводиться только после очистки траншеи и поверхности трубопровода от остатков нефти и горючих материалов. Воздушная среда должна контролироваться не менее чем в 3-х точках по всей длине траншеи, плюс 1 точка на каждые 10 м увеличения длины траншеи. Газоопасные работы в траншее (безогневая резка труборезными машинами «Файн» и МРТ, установка тампона-герметизатора и др.) можно проводить, если концентрация паров и газов в котловане не превышает ПДВК (2100 мг/м3, что составляет 5% величины нижнего предела концентрационного предела распространения пламени). Огневые работы в траншее проводятся, если концентрация не превышает ПДК (300 мг/м3). При замене «катушки» дополнительно необходимо контролировать воздушную среду по периметру тампона-герметизатора или другого герметизирующего устройства до тех пор пока участок трубопровода не будет «закрыт» «катушкой».

Меры безопасности при выполнении работ по освобождению нефтепроводов от нефти

Запрещается при выполнении работ по освобождению нефтепровода от нефти:

- использования оборудования, устройств не имеющих разрешения Госгортехнадзора России на применение;

- выполнение откачки-закачки нефти без контроля за давлением в магистральных нефтепроводах;

- наполнение нефтью или амбара падающей струей;

- производить перекачку нефти без установки обратных клапанов на вантузных задвижках;

- использование устройства для дооткачки нефти без крепления заборной трубы к вантузу.

Меры безопасности при выполнении работ по вырезке “катушки”

Работы по вырезке «катушек» должны проводиться с оформлением наряда-допуска на газоопасные работы. Перед началом работ станции катодной (не менее 10 км в обе стороны от места работ) и дренажной защиты (на ремонтируемом участке) должны быть отключены. При производстве работ должен быть организован контроль воздушной среды на загазованность.

Осветительное, насосное оборудование, вентиляторы, применяемые для проветривания рабочей зоны, газоанализаторы для контроля воздушной среды должны иметь взрывозащищённое исполнение. На электрооборудовании должен быть указан уровень взрывозащиты, при его отсутствии – его использование запрещается. Электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечение жилы не менее сечения рабочих жил.

Работа при резке труб машинами должны осуществляться с соблюдением мер безопасности. Во время её работы категорически запрещается нахождение в траншее людей. После окончания работ по вырезке «катушек» труборезная машина демонтируется, ремонтный котлован освобождается от вырезанного куска трубы, деталей и защищается от замазученности.

Взрывные работы разрешается проводить при концентрации горючих паров и газов не выше предельно-допустимой концентрации по санитарным нормам. Они проводятся в соответствии с ПБ 13-01-92 Единые правила безопасности при взрывных работах. Для ведения таких работ необходимо наличие лицензии Госгортехнадзора России на данный вид деятельности. Не допускается курение, нахождение открытого огня на расстоянии ближе 100 м от мест нахождения взрывчатых веществ (ВВ). Для предотвращения загорания нефти, котлован перед проведением взрыва заполняется воздушно-механичекой пеной на высоту не менее 1м над трубой. В случае приближения грозы взрывные работы должны быть прекращены.

Меры безопасности при герметизации полости труб нефтепровода

#### Работы по герметизации полости нефтепровода являются газоопасными и должны проводиться с оформлением наряда-допуска. При производстве работ должен быть организован контроль воздушной среды на загазованность. Перекрытие внутренней полости нефтепровода и установка тампонов-герметизаторов проводится при отсутствии в нём избыточного давления и притока нефти. Он должен обеспечивать герметичность перекрытия полости трубопровода в течение не менее 24 часов. Внутренняя полость нефтепровода должна перекрываться герметизаторами из резинокордонной оболочки типа «Кайман» и пневматическими заглушающими устройствами. После установки герметизатора, пребывание людей у открытых торцов должно быть снижено до минимума – только для выполнения необходимых технологических операций.

При выполнении работ внутри трубы, для страховки работника необходимо использовать монтажный пояс со страховочной верёвкой, для защиты органов дыхания должны применятся шланговые противогазы.

## Меры безопасности при выполнении огневых работ

При выполнении сварочных работ необходимо соблюдать требования ГОСТ 12.3.003-86, санитарных правил при сварке металлов, утвержденных Министерством здравоохранения Российской Федерации, правилами пожарной безопасности при проведении сварочных и других работ, утвержденными ГУПО МВД РФ.

Производство сварочно-монтажных работ должно осуществляться с оформлением наряда-допуска на огневые работы. При производстве работ должен быть организован контроль воздушной среды на загазованность. Сварочное оборудование, переносной инструмент, освещение, средства индивидуальной защиты должны соответствовать требованиям Правил устройства электроустановок, Правил эксплуатации электроустановок потребителей. Перед началом электросварочных работ необходимо проверить исправность изоляции сварочных кабелей и электрододержателей, а также плотность соединений всех контактов. При пользовании электроинструментом, ручными электрическими машинами, переносными светильниками их провода и кабели должны подвешиваться. Все эти инструменты подключаются только через устройство защитного отключения (УЗО). Сопротивление заземляющего устройства, к которому присоединены нейтрали генераторов, трансформаторов, должны быть не более 4 и 8 Ом соответственно при линейных напряжениях 380и 220 В.

Запрещается проведение сварочных работ во время снега или дождя без применения навеса над местом производства работ и ветра со скоростью свыше 10 м/сек. При оставлении места работы сварщик должен отключить сварочный аппарат.

Основным источником воспламенения при выполнении сварочных работ является электроопасность. Источником питания является передвижная электростанция ДЭС-60, со сварочным агрегатом АСД-300. Корпуса источников тока, машин, аппаратных ящиков, электродвигателей, щитов, ограничителей-приставок и металлические площадки, на которых выполняются работы, необходимо заземлить, а на видном месте вывесить надпись: «Без заземления не включать!». Не допускается одновременное устройство защитного заземления и зануления сети, питающейся от одного источника.

Кожный покров человека в сухом состоянии оказывает значительное сопротивление прохождению электрического тока. Расчетное сопротивление человека соответствует 1000 Ом [8]. Безопасным для жизни, но вызывающим болезненное ощущение считается ток 0.03-0.05 А. Предельным безопасным напряжением для человека можно считать 50 В.

Однако при влажной коже или ее повреждениях сопротивление снижается до 400 Ом.

**5.1.1.2. Организационные мероприятия**

### Инструктаж

Рабочие и инженерно-технические работники обучаются безопасным методам работы на предприятиях в соответствии с положениями ГОСТ 12.0.004-79.

Рабочие выполняющие работы с повышенной опасностью проходят специальные обучения. Обязательное обучение охране труда предусматривается как для рабочих и служащих, не являющихся должностными лицами, так и для административно-технических работников и должностных лиц.

Обучение рабочих состоит из следующих этапов:

* вводного инструктажа (при поступлении на работу);
* целевого обучения охране труда на специальных курсах или на предприятии;
* инструктажа на рабочем месте;
* проверки знаний и допуска к самостоятельной работе;
* повторного инструктажа;
* разового инструктажа при смене вахты.

При вводном инструктаже поступающего на работу знакомят с правилами внутреннего трудового распорядка, специфическими особенностями данного производства, особыми требованиями производственной санитарии, техники безопасности и противопожарной охраны на объекте. После вводного инструктажа, целевого обучения и инструктажа на рабочем месте перед допуском работника к самостоятельной работе у него проверяют знания по охране труда комиссии.

## Спецодежда и СИЗ

Работники, занятые на работах по замене дефектных участков нефтепроводов должны быть обеспечены спецодеждой, спецобувью и другими средствами защиты, согласно Типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи одежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты (СИЗ), при этом они должны иметь сертификаты соответствия.

При работе на открытом воздухе большое значение приобретает рациональный режим труда и правильное использование спецодежды.

Согласно «Типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи спецодежды» в таблице 6.5 приведены нормы выдачи спецодежды для рабочих.

Таблица 5.5

Нормы выдачи спецодежды

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Средства индивидуальной защиты | Рукавицы МБС | Костюм х/б | Сапоги кирзовые | Валенки | Телогрейка |
| Срок выдачи | 2 мес. | 12 мес. | 12 мес. | 30 мес. | 24 мес. |

Члены бригады, выполняющие газоопасные работы в котловане, траншее (линейные трубопроводчики, монтажники наружных трубопроводов и др.) должны обеспечиваться спецодеждой для защиты от повышенных температур. Работникам, производящим работы в лежачем положении «с колена», выдаются маты или наколенники из материала низкой теплопроводности и водонепроницаемости.

Для защиты органов дыхания применяются СИЗ органов дыхания (СИЗОД) – противогазы шланговые, типа ПШ-1, ПШ-2.

Защита головы работника от механических повреждений, повреждения электрическим током осуществляется за счёт касок.

К средствам защиты лица, глаз и органов слуха работников, выполняющих ремонтные работы на нефтепроводах, относятся щитки защитные лицевые, очки защитные, противошумные наушники и вкладыши.

**5.2 Промышленная безопасность**

## **5.2.1 Мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварии**

В предыдущем разделе предусмотрены меры безопасности труда ведения работ при вырезке «катушки», однако практика показывает, что, несмотря на принимаемые меры, остается риск возникновения ЧС (взрывы, пожары, аварии). Поэтому «Закон о промышленной безопасности» требует разработки планов ликвидации аварий.

Порядок локализации и ликвидации аварийных ситуаций, угрожающих жизнеобеспечению или жизнедеятельности населения и наносящих ущерб объектам экономики и окружающей природной среде определяется «Планом ликвидации возможных аварий».

В плане ликвидации возможных аварий отражено следующее:

- распределение обязанностей между отдельными службами и лицами, участвующими в ликвидации аварии, и порядок их взаимодействия;

- организация управления, связи и оповещения должностных лиц структурных подразделений, которые должны быть немедленно извещены об аварии, с указанием телефонов, домашних адресов;

- порядок обеспечения готовности ремонтного персонала и технических средств с указанием ответственных за поддержание их готовности;

- порядок действий группы патрулирования в начальный период после обнаружения аварии;

- перечень мероприятий по спасению людей и оказанию медицинской помощи;

- перечень сторонних организаций, предприятий, землевладельцев и других заинтересованных организаций, а также порядок их оповещения о возможном распространении разлившейся при аварии нефти и о границах взрывопожароопасной зоны с целью принятия совместных мер по обеспечению безопасности населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных объектов и по защите окружающей природной среды;

- маршруты следования групп патрулирования, техники и ремонтного персонала АВС к месту аварии;

- порядок организации материально-технического, инженерного обеспечения для ликвидации аварий;

- порядок, формы и сроки оформления документации об аварии.

- расчет объема предполагаемого стока и площадь распространения (растекания) нефти, методов задержания нефти, мест установки заградителей, способов сбора нефти, характеристик водоема или водотока;

- расчет сил и средств для ликвидации аварии на объекте МН, выполняемых с учетом, что время локализации аварии, исключая время прибытия аварийно-восстановительных служб к месту разлива нефти, не должно превышать 4 ч при разливе нефти в акватории и 6 ч - при разливе на почве;

- график выполнения работ по ликвидации аварий;

- оперативный журнал ведения работ при ликвидации аварии;

- перечень технической документации, необходимой для организации и выполнения работ по ликвидации аварии;

- план и профиль участка нефтепровода с указанием всех подземных и надземных коммуникаций в техническом коридоре;

- план объекта МН (резервуарного парка, помещения насосной, сливо-наливной эстакады, очистных сооружений, причала) с указанием мест размещения основного технологического оборудования, шкафов с газозащитной аппаратурой и инструментом, мест размещения материалов, используемых при аварии, щитов со средствами пожаротушения, пожарного извещателя и телефонов, а для закрытых помещений (насосной и т.п.) - расположения основных и запасных выходов, устройств включения вентиляции;

- схему технологических и вспомогательных нефтепроводов, с указанием мест расположения и номерами задвижек, клапанов, кранов, вентилей, пунктов их управления и других устройств;

- схему расположения вдольтрассовой ЛЭП и линейных потребителей;

- описание методов ликвидации аварии на объекте МН;

- перечень мероприятий по обследованию состояния нефтепровода после ликвидации аварии, порядок закрытия и открытия линейных задвижек;

- перечень мероприятий по сбору и утилизации разлитой нефти, ликвидации последствий аварий;

- перечень мероприятий по охране окружающей природной среды;

- перечень мероприятий по сохранению качества нефти;

- транспортную инфраструктуру в районе возможного разлива нефти;

- обоснование времени доставки сил и средств для ликвидации аварийного разлива нефти к месту чрезвычайной ситуации.

Участок земли, который подвергается загрязнению, предполагается рекультивировать с применением сорбентов и бакпрепаратов.

**5.2.2 План ликвидации возможных аварийных ситуаций**

В этом разделе описывается оперативный план ликвидации возможных аварий на подводном переходе нефтепровода Калтасы-Уфа 2 через р. Калмашка

1 Получение диспетчером сигнала об аварии.

2 Остановка перекачки нефти МН Калтасы-Уфа 2 на участке «Калтасы-Чекмагуш».

3 Извещение диспетчера ОАО УСМН, руководства Арланского НУ и ЛПДС «Калтасы», НПС «Чекмагуш», диспетчера ЦРС и других органов согласно схеме оповещения.

4 Сбор ЛЭС «Чекмагуш», ЛЭС «Калтасы», ЦРС «Калтасы», сервисной группы СУПЛАВ.

5 Подготовка к транспортировке бонов типа «Уж», БПС – 160 УМ металлических бонов из труб, нефтесборщиков. Подготовка к выезду трейлера - тягача, бульдозеров, экскаваторов и другой спецтехники.

6 Прибытие УУД и УАВР ЦРС «Калтасы» на место развертывания боновых заграждений.

7 Прибытие ЛЭС «Чекмагуш», УОН ЦРС «Калтасы» на место аварии (ППМН, 60 км по р. Калмашка) с агрегатом ПНА-2 и двумя агрегатами УНБ 160×40.

8 Установка стационарного металлического бона в рабочее положение и развертывание бонов типа «Уж», расстановка нефтесборной и откачивающей техники, разработка котлованов

9 Прибытие сервисной группы СУПЛАВ на место аварии (ППМН, 60 км по р. Калмашка). Прибытие агрегата УНБ 160×40 и нефтесборщика АКН-V=10 м³ на место расстановки бонов.

10 Начало сбора нефти с поверхности воды нефтесборщиками с последующей закачкой в приготовленные амбары.

11 Врезка «холодным» способом задвижек Ду150 на правом берегу р. Калмашка в нефтепровод Калтасы-Уфа 2 для закачки воды и на левом берегу в нефтепровод Калтасы-Уфа 2 и нефтепровод Калтасы-Языково-Салават для откачки-закачки вытесняемой нефти.

12 Обвязка первого агрегата ПНА-2 на правом берегу вантузом Ду150 в нефтепровод Калтасы-Уфа 2 для закачки воды. Обвязка двух агрегатов ПНУ-2 на левом берегу с вантузами Ду150 в нефтепровод Калтасы-Уфа 2 и нефтепровод Калтасы-Языково-Салават для откачки-закачки вытесняемой нефти. Закачка воды в подводный переход нефтепровода Калтасы-Уфа 2 через вантуз Ду150 на правом берегу р. Калмашка и закачка вытесняемой нефти в нефтепровод Калтасы-Языково-Салават на левом берегу р. Калмашка. Объем закачиваемой нефти – V=420 м3

**5.2.3 Организация управления в ЧС**

В соответствии с ГОСТ Р.22.005-94 ЧС – состояние, при котором в результате источника ЧС на объекте, определенной территории или акватории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, экономики и окружающей природной среде.

Распределение обязанностей между должностными лицами, участвующими в ликвидации аварий, и порядок их действия регламентированы в «Инструкции по составлению планов ликвидации аварий», утвержденной Госгортехнадзором 28 ноября 1988 года.

Ответственным руководителем работ по ликвидации аварий является главный инженер предприятия. Непосредственное руководство работами по тушению пожаров возложено на старшего начальника пожарной охраны, который должен выполнять задачи, поставленные ответственным руководителем работ по ликвидации аварий.

Начальник объекта, в котором произошла авария, выполняет функции ответственного исполнителя работ по ликвидации аварий.

Начальник смены, в которой произошла авария, лично или через ответственных подчиненных немедленно вызывает пожарную часть, а также извещает об аварии диспетчера предприятия.

При сигнале об аварии (сирена, гудок, звонок, сигнализация) все работающие, кроме лиц, участвующих в ликвидации аварии, обязаны немедленно принять меры индивидуальной защиты и покинуть рабочее помещение, двигаясь согласно плану эвакуации.

**5.3 Экологичность проекта**

С точки зрения безопасности и экологичности проекта при аварии принято считать ущерб от загрязнения нефтью окружающей природной среды (экологический ущерб). Немаловажным фактором являются также количественные потери нефти.

Причины возникновения аварии устраняются проведением внутритрубной диагностики, капитальным ремонтом внешней изоляции, заменой обнаруженных дефектных участков.

Исходя из вышеперечисленных причин для исключения аварийных выбросов опасных веществ, приняты следующие технические решения, которые уже реализуются с 1995года.

К ним относятся:

* техническая диагностика нефтепроводов путем пропуска внутритрубных инспекционных снарядов "Калипер", "Ультраскан", “Магнескан” и др. [2];
* определение сроков первоочередной ликвидации дефектных участков [27];
* плановая замена дефектных участков нефтепроводов [27];
* выборочная проверка состояния наружной изоляции и плановый капитальный ремонт нефтепроводов с наружной изоляцией [29].

Эти мероприятия позволяют существенно сократить количество аварий на линейной части и предотвратить экологическую катастрофу.

Цель безопасности и экологичности при ремонте и эксплуатации трубопровода – исключение или максимальное ограничение вредных воздействий аварии на эти объекты, рациональное использование природных ресурсов, их восстановление и воспроизводство.

Мероприятия по обеспечению безопасности и экологичности окружающей среды при ликвидации аварии заключатся в сборе разлитой нефти с поверхности водоёмов и почвы, проведении рекультивации нарушенных территорий.

Локализация, сбор и удаление нефти и нефтепродуктов с поверхности водоёмов – сложные и трудоёмкие процессы вследствие малой толщины нефтяной плёнки и относительно высокой скорости её распространения.

Для предотвращения разлива нефти и возможности попадания вытекшей нефти водоёмы, водотоки, загрязнения лесных массивов, сельскохозяйственных угодий, населенных пунктов, дорог с учетом рельефа местности должны быть созданы земляные обвалования и амбары для сбора разлитой нефти.

При сооружении земляных амбаров должны соблюдаться условия:

* объем амбара должен обеспечивать прием разлитой, откачиваемой и влившейся самотеком нефти из нефтепровода;
* основание и стенки амбаров должны быть уплотнены пленками;
* уровень заполнения нефтью амбара должен быть ниже от верха обвалования на 0,5 м;
* должен быть устроен не ближе 100 м от места проведения аварийных работ(допускается уменьшить это расстояние до 50 м при температуре воздуха ниже 1000С).

Откачка нефти осуществляется с помощью передвижных насосных агрегатов (ПНА). После того, как всасывание оставшейся нефти передвижными насосными установками становится невозможно, применяют следующие средства сбора нефти:

* нефтесборщики вакуумные универсальные;
* поглотители;
* биопрепараты.

Применяют также подручные средства: сухой торф, солома, опилки, резиновая крошка, шелуха.

Рекультивация – это восстановление плодородных свойств почвы, дающее возможность возделывания сельскохозяйственных культур.

Рекультивацию следует проводить в два этапа:

* техническая рекультивация;
* биологическая рекультивация.

Используют следующие методы:

* естественная рекультивация под воздействием природных факторов (испарения, выветривания, окисление почвенными микроорганизмами, под воздействием кислорода воздуха и солнечного тепла;
* техническая рекультивация. В зависимости от степени влажности грунтов или почвы:

а) При нормальной влажности. Если площадь и глубина незначительные, то производят только срезку загрязненной почвы. При значительном объеме загрязнения почвы производится срезка, удаление, и замещение свежим грунтом (почвой);

б) При значительной влажности грунтов или высоком уровне грунтовых вод может использоваться промывка загрязненного грунта (почвы) чистой грунтовой водой;

* биологическая рекультивация. Используют специальные бактерии.

В экологической части дипломного проекта рассмотрены мероприятия позволяющие сохранить экологическое равновесие при производстве работ на нефтепроводах, снижают до минимума влияние отрицательных факторов, воздействующих на почву, растительность, воздушное пространство, водные ресурсы и другие компоненты природной среды при проведении различного вида ремонтов.

**6 РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ**

В данном разделе рассчитывается экономический эффект от проведения диагностики участка «Калтасы-Чекмагуш» нефтепровода «Калтасы-Уфа-2». Рассматривается сравнение двух технологий ремонта нефтепровода, новой и старой.

Определим экономический эффект от проведения диагностики участка «Калтасы-Чекмагуш» нефтепровода «Калтасы-Уфа-2» протяженностью 109 км, диаметром 720 мм, на основе следующих данных.

Таблица 6.1

Исходные данные

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | Новаятехнология | Стараятехнология |
| Всего опасных дефектов, шт | 239 | 239 |
| Объем работ по замене, км | труб | 2 | 2,5 |
| изоляции | 1 | 2 |
| Ремонт локальных дефектов, шт | 10 | - |
| Оставшиеся опасные дефекты, шт | - | 5 |

Стоимость ремонта (замены) 1 км трубы 4,22 млн.р./км; стоимость ремонта 1 км изоляции (без замены трубы) 0,809 млн.р./км. Затраты на подготовительно-заключительные работы при проведении ремонта сплошным методом 0,48 млн.р./км. Затраты на оплату услуг ЦТД «Диаскан» составили 2393,64 тыс.р. Текущие затраты самого предприятия на подготовительные работы к диагностике составили 150 тыс.р. Затраты на ремонт одного локального дефекта составляют 35 тыс.р. Капитальные затраты предприятия на диагностику (реконструкция камер, покупка скребков) составили 2,1 млн.р. Амортизационные отчисления 5% от стоимости основных фондов. За расчетный период принять 10 лет. Удельный ущерб от одной аварии составляет 2,55 млн.р. Вероятность развития дефекта в аварию 0,5.

В расчете суммарный ущерб от всех аварий распределить равномерно по годам расчетного периода, т.е.:

 млн.р./год

Принять, что экономия за счет сокращения затрат на ремонты реализуется в первый год расчетного периода.

Методика расчета экономического эффекта от проведения диагностики.

Для анализа эффективности от проведения внутритрубной диагностики магистральных трубопроводов используются следующие критерии:

* чистый дисконтированный доход (ЧДД);
* индекс доходности (ИД);
* период возврата инвестиций (Ток).

Чистый дисконтированный доход определяется по формуле:

,

где Рt – стоимостная оценка результатов осуществления проекта за год t;

Зt – стоимостная оценка полных затрат на осуществление проекта за год t;

Е – норма (ставка) дисконта;

Т – период службы проекта.

Если из состава полных затрат Зt исключить капитальные вложения Кt (инвестиции на t-м году) то формула приобретает следующий вид:

,

где З/t – затраты на t-м году без учета капитальных вложений;

К – дисконтированные капитальные вложения.

Величина Рt – Зt представляет собой годовые поступления по проекту. Разработаны специальные таблицы, позволяющие находить величины коэффициентов при заданных значениях Е, T и t.

Проект считается эффективным, если величина ЧДД имеет положительное значение.

Индекс доходности (ИД) определяется как отношение суммы приведенных эффектов к сумме дисконтированных капитальных вложений:

,

Величина индекса доходности тесно связана с величиной чистого дисконтированного дохода. Если ЧДД положителен, то ИД>1 и проект эффективен.

Период возврата инвестиций или срок окупаемости Ток характеризует период времени, начиная с которого результаты внедрения проекта превышают первоначальные капитальные вложения и другие затраты. При определении срока окупаемости с учетом фактора времени используется следующая формула:

,

Ток можно определить по формуле:

,

где Эn-1, Эn – интегральный экономический эффект за период tn-1 и tn соответственно.

Интегральный экономический эффект учитывает приведенную стоимость и капитальные вложения с целью получения будущего дохода с учетом дисконта, банковских ставок в процентах, дивидендов и др.

Величина

Рt- Зt’=ПЧt+Аt+Лt

где ПЧt - чистая прибыль (прибыль после вычета налогов) в году t ;

Аt - амортизационные отчисления в году t ;

Лt – ликвидационная стоимость основных фондов в году t .

Прирост прибыли ПЧt от проведения диагностики образуется за счет следующих факторов:

1. Экономии издержек в результате уменьшения объемов ремонтных работ за счет выборочного ремонта;
2. Исключения аварийных потерь вследствие тех опасных дефектов, которые не могли быть выявлены традиционными методами;
3. Экономии затрат на проведение гидроиспытаний.

Одновременно себестоимость транспортировки нефти возрастает за счет затрат на диагностику.

Таким образом,

ПЧt=ΔПРt+ΔПУt-ΔПДt

где ΔПРt - увеличение прибыли за счет снижения затрат на ремонтные работы ( в первый год расчетного периода );

ΔПУt - предотвращенный ущерб от аварий и отказов в году t;

ΔПДt - текущие затраты на диагностику в году t .

Предотвращенный ущерб от аварий и отказов складываются из:

1. ущерба от повреждения линейной части нефтепровода;
2. ущерба от утечки нефти;
3. ущерба от загрязнения окружающей среды.

Затраты на диагностику ΔИД включают в себя :

* оплату услуг Центра технической диагностики-ΔИЦТД;
* текущие затраты на подготовительно-заключительные работы (пропуск скребков, создание запасов продукции у потребителя или свободной емкости у поставщиков)- ΔИПЗР;

ΔИД=ΔИЦТД+ΔИПЗР

Увеличение прибыли за счет снижения затрат на ремонтные работы определяются следующим образом :

ΔПР=ΔИР1+ΔИР2-ΔИР3+ΔИРп

где ΔИР1- снижение затрат на проведение ремонта с заменой труб (при длине отдельных участков, превышающих длину одной стандартной трубы),

ΔИР1=ΔL1⋅СР1

где ΔL1- уменьшение протяженности ремонтируемого участка, км;

СР1- стоимость ремонта одного км трубы.

ΔИР2- снижение затрат на проведение ремонтов нефтепровода со сплошной заменой изоляции в траншее без замены труб,

ΔИР2=ΔL2⋅СР2

где ΔL2- уменьшение протяженности ремонтируемого участка, км;

СР2- стоимость ремонта 1 км изоляции.

ΔИР3- затраты на проведение ремонтных работ по устранению локальных дефектов, включая дефекты, требующие вырезки трубы и вварки катушки (до одной трубы),

ΔИР3=n⋅СР3

где n- количество дефектов;

СР3- затраты на ремонт одного дефекта,

ΔИРп- снижение затрат на подготовительно-заключительные работы при проведении ремонтов (включая гидроиспытания),

ΔИРп=ΔL1⋅СРп

где СРп- стоимость подготовительно-заключительных работ на 1 км трубы.

Капитальные затраты на диагностику включают :

1. затраты на реконструкцию камер;
2. затраты на покупку скребков.

ΔИР1=ΔL1⋅СР1=0.5⋅4.22=2,11 млн.р.;

ΔИР2=ΔL2⋅СР2=1⋅0,809=0,809 млн.р.;

ΔИР3=n⋅СР3=10⋅0,035=0,35 млн.р.;

ΔИРП=ΔL1⋅СРП=0,5⋅0,48=0,24 млн.р.;

ΔПР1=2,11+0,809-0,35+0,24=2,809 млн.р.;

ΔП1=2,809+0,6375-(2,394+0,15)=0,903 млн.р.

Период возврата инвестиций определим графоаналитически по формуле. На рисунке 6.1 точка пересечения линии интегрального экономического эффекта и оси абсцисс – это искомая величина срока окупаемости от начала 0-го года.

 года.

Так как индекс доходности положительный, ставка дисконта меньше внутренней нормы доходности и срок окупаемости небольшой, то проект можно считать выгодным.

ВНД=27%.

Результаты расчета указывают на высокую эффективность диагностики, ее развитие обеспечивает дальнейшее повышение надежности нефтепроводов и в конечном счете снижение затрат на перекачку.

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

При анализе эффективности от проведения внутритрубной диагностики магистральных трубопроводов использовались следующие критерии:

* чистый дисконтированный доход (ЧДД);
* индекс доходности (ИД);
* период возврата инвестиций (Ток).

Так как индекс доходности положительный, ставка дисконта меньше внутренней нормы доходности и срок окупаемости небольшой, то проект можно считать выгодным. Срок окупаемости составляет 4,37 года, ВНД=27%.

Результаты расчета указывают на высокую эффективность диагностики, ее развитие обеспечивает дальнейшее повышение надежности нефтепроводов и в конечном счете снижение затрат на перекачку.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. СНиП 2.05.06-85\*. Магистральные трубопроводы / Минстрой России. – М.: ГУПЦ ПП, 1997. – 52 с.
2. Бабин Л.А. и др. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов. – М.: Недра. 1995 – 255 с.
3. СНиП III-42-80\*. Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ. – М.: Стройиздат, 1985. – 80 с.
4. Бородавкин П.П. и др. Подводные трубопроводы. – М.: Недра, 1979. – 415 с.
5. Шаммазов А.М. и др. Подводные переходы магистральных нефтепроводов. – М.: Недра, 2000. – 236 с.
6. Зайцев К.И., Шмелева И.А. Справочник по сварочно- монтажным работам при строительстве трубопроводов. – М.: Недра, 1982. – 223 с.
7. Золотницкий Н.Д., Пчелинцев В.А. Охрана труда в строительстве. Учеб. для вузов. – М.: Высшая школа, 1978. – 408 с.
8. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. – М.: Издательство стандартов, 1998. – 42 с.
9. Броун С.И., Кравец В.А. Охрана труда при сооружении газонефтепроводов и газонефтехранилищ. – М.: Недра, 1978. – 239 с.
10. Бородавкин П.П., Березин В.П. Сооружение магистральных трубопроводов. Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1987. – 471 с.
11. РД 153-39.4-056-00. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов. – Уфа: ИПТЭР, 2000. – 150 с.
12. Паспорт подводного перехода магистрального нефтепровода «Калтасы – Уфа – II» через р.Калмашка
13. Технический отчет по диагностическому обследованию нефтепровода «Калтасы – Уфа – II » внутритрубным инспекционным прибором «Ультразвуковой дефектоскоп WM».
14. Технический отчет по полному обследованию ППМН «Калтасы – Уфа II» диаметром 720 мм. через р. Калмашка 107,8 км. трассы
15. Паспорт магистрального нефтепровода «Калтасы – Уфа II»
16. Паспорт очистного скребка СКР-1
17. РД 153–39.4–067–04\* «Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов» – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2004. – 75 с.
18. Регламент по очистке магистральных нефтепроводов. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2005. – 15 с.
19. ВППБ 01-05-99. Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов открытого акционерного общества «Акционерная компания по транспорту нефти «Транснефть». Зарегистрированы ГУ ГПС МВД РФ, введены с 01.08.00. – 45 с.
20. ВСН 006-89. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка. – М.: Миннефтегазстрой, 1990. – 96 с.
21. ВСН 008-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция. – М.: Миннефтегазстрой, 1990. – 85 с.
22. ВСН 010-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Подводные переходы. – М.: Миннефтегазстрой, 1990. – 88с.
23. ВСН 011-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание. – М.: Миннефтегазстрой, 1990. – 101 с.
24. ВСН 012-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. – М.: Миннефтегазстрой, 1990. – 78 с.
25. ВСН 014-89. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Охрана окружающей среды. – М.: Миннефтегазстрой, 1990. – 92 с.
26. ВСН 007-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Конструкции и балластировки. – М.: Миннефтегазстрой, 1990. – 98 с.
27. Паспорт прибора толщиномер МТ-50НЦ
28. Соловьева И.А. Методика расчета экономической эффективности. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999. – 32 с.
29. РД 102-011-89. Охрана труда. Организационно-методические документы. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1995. – 68 с.
30. Технология проведения работ по диагностированию действующих магистральных нефтепроводов внутритрубными инспекционными снарядами. – М.: «АК «Транснефть», ЦТД, 1994. – 256 с.
31. ГОСТ 25812-83. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. – М.: Изд-во стандартов, 1983. – 64 с.
32. Правила охраны магистральных трубопроводов. Подводные переходы. М.: Миннефтегазстрой, 1993. – 205 с.
33. РД 153 – 39.4Р – 130 – 2002\* «Регламент по вырезке и врезке «катушек», соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов» М.: ОАО «АК «Транснефть», 2004. – 256 с.
34. ГГН 2.25 686-98. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы. Минздрав России. - 1998. – 28 с.
35. Регламент представления срочных донесений об авариях и отказах на магистральных нефтепроводах, НПС и РП и их учет. Утв. ОАО «АК «Транснефть» 30.12.2000. – 23 с.