

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Природных Ресурсов
Направление подготовки Нефтегазовое дело
Кафедра Транспорт хранение нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы

Проведение капитального ремонта магистрального нефтепровода с заменой участка трубопровода

УДК 622.692.4.053.004.6

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-Б21Т	Тепляков Антон Андреевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шмурыгин Владимир Александрович			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович			

По разделу «Экономическая ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Белозерцева Ольга Владимировна	к.э.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рудаченко Александр Валентинович	к.т.н		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Студенту

Группа	ФИО
3-2Б21Т	Теплякову Антону Андреевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорт хранение нефти и газа
Уровень образования		Направление	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу экономика нефтегазовой отрасли

Оптовая цена трубоукладчика Cat PL83	23 000 000 р
Плановое количество часов работы в году	950 машино-часов
Число работающих	1 человек
Затраты на ремонтные части	4300 рублей.
Затраты на сменную оснастку	790 рублей
Норма расхода топлива	45.0 л/час.

Перечень вопросов подлежащих исследованию

Балансовая стоимость транспортного средства	Определить значение балансовой стоимости транспортного средства. Найти документы в которых представлены нормы расчета амортизации при использовании трубоукладчика
Затраты на топливо и горюче-смазочные материалы	определяться на основании норм расхода на топливо и смазочные материалы, установленных в конкретной организации. Обычно эти нормы устанавливают и утверждают на производственном совещании в компании.
Стоимость одного машино-часа эксплуатации трубоукладчика	важный параметр работы техники определяющий количество отработанного времени на производство работы. Обладая информацией о стоимости одного машино-часа можно выбирать технику соответствующую установленным требованиям по проведению работ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Белозерцева Ольга Владимировна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Тепляков Антон Андреевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Студенту

Группа	ФИО
3-2Б21Т	Теплякову Антону Андреевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорт хранение нефти и газа
Уровень образования		Направление	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу социальная ответственность

Описание рабочего места	Работы проводятся в полевых условиях на трассе магистрального нефтепровода. Обеспечиваются нормы проживания путем создания полевого городка, бытовых и санитарных условий проживания. Полевой городок располагается за пределами опасных зон, но не ближе 100 м от места производства работ.
Место стоянки техники и автотранспорта	Стоянка автотракторной техники должна располагаться не ближе 100 м от места производства работ и не ближе 100 м полевого городка. На въезде на стоянку автотракторной техники должен быть установлен информационный знак «Стоянка техники».
Обеспечение бытовых условий	На территории полевого городка, кроме жилых вагонов-домиков должны быть предусмотрены вагон-столовая, вагон-душевая, штабной вагон.

Вопросы подлежащие исследованию

Организация проведения газоопасных работ	Проведение газоопасных работ в том разрешается только после оформления наряда-допуска. Виды газоопасных работ: 1. при подготовке объекта к выполнению работ; 2. при производстве земляных работ; 3. при выполнении работ по зачистке изоляции с ремонтируемого нефтепровода; 4. при врезке вантузов в нефтепровод; 5. при работах по освобождению нефтепровода от нефти; 6. очистка внутренней полости нефтепровода и рабочего котлована; 7. установка герметизаторов; 8. при выполнении сварочно-монтажных работ.
Требования предъявляемые к персоналу привлекаемому к газоопасным работам	Работы выполняются персоналом, прошедшим обучение в специализированных учебных заведениях по программам, согласованным с Федеральной службой по экологическому,

	технологическому и атомному надзору (Ростехнадзором); 1. обучение по профессии и имеющие квалификационное удостоверение; 2. ознакомление с вводным и целевым противопожарным инструктажами; 3. проверку знаний требований охраны труда с выдачей удостоверения; 4. проверку знаний в области промышленной безопасности с выдачей удостоверения; 5. обучение по программе пожарно-технического минимума с последующей сдачей зачета с выдачей удостоверения.
Правовые и организационные вопросы	На месте проведения ремонтных работ должна находиться нормативная документация и своевременно заполняться оперативная и исполнительная документация.

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Тепляков Антон Андреевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 102 с., 20 рис., 21 табл.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, капитальный ремонт, дефектный участок.

Объектом исследования: рабочий процесс капитального ремонта

Цель работы: исследование процесса капитального ремонта нефтепровода и выбор оптимального способа его осуществления.

Задачи исследования:

1. Проанализировать состояние магистрального нефтепровода;
2. Составление плана капитального ремонта и выбор метода его проведения.
3. Организация выполнения подготовительных и основных работ.
4. Предотвращение аварийных ситуации при эксплуатации нефтепровода и выполнении ремонтных работ.

Основные технологические характеристики: магистральный нефтепровод диаметром 1220 мм, протяженностью 818 км, толщиной стенки 12 мм, пропускная способность 40 млн.тонн/год.

В результате исследования: запланированные работы были проведены в полной объеме, выполнялись требования нормативной документации.

Выполнен гидравлический расчет магистрального нефтепровода.

В экономической части проведен расчет эффективности использования трубоукладчика.

Раздел социальная ответственность содержит требования мер безопасности при проведении газоопасных работ на магистральном нефтепроводе.

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА							
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дат	Реферат					Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Тепляков А.А.											
Провер.	Шмурыгин В.А.											
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.											
										ТПУ гр. 3-2Б21Т		

Paper

Final qualification work of 91 pages, 20 fig., 21 tab.

Keywords: main oil pipeline, capital repairs, defective site.

Object of research: working process of capital repairs

Work purpose: research of process of capital repairs of the oil pipeline and choice of an optimum way of his implementation.

Research problems:

1. To analyse a condition of the main oil pipelines;
2. Scheduling of capital repairs and choice of a method of his carrying out.
3. Organized performance of preparatory and main work.
4. Prevention of an emergency at operation of the oil pipeline and performance of repair work.

Main technical characteristics: the main oil pipeline with a diameter of 1220 mm, 818 km long, wall of 12 mm thick, capacity is 40 million tons/year.

As a result of research: the planned works have been carried out in full volume, requirements of standard documentation were fulfilled.

Hydraulic calculation of the main oil pipeline is executed.

In economic part calculation of efficiency of use of the pipe layer is carried out.

The section social responsibility contains requirements of security measures when carrying out gas dangerous works on the main oil pipeline.

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА					
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дат						
Разраб.		Тепляков А.А.			Paper				Лист	Листов
Провер.		Шмурыгин В.А.								
Зав. Каб.		Рудаченко А.В.						ТПУ гр. 3-2Б21Т		

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	9
ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	10
1.ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕПРОВОДА ПРИ ВЫБОРЕ СПОСОБА КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА	14
2.ПЛАНИРОВАНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА НЕФТЕПРОВОДА. РАБОТЫ ОРГАНИЗАЦИОННОГО ПЕРИОДА.....	19
2.1. Составление плана капитального ремонта	19
2.2 Проектная документация.....	20
3.КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ ТРУБ	24
3.1 Земляные работы.....	25
3.2 Работы по снятию изоляции.....	32
3.3 Врезка вантуза в нефтепровод	33
3.3.1 Устройство для холодной врезки УХВ-150	37
3.3.2 Устройство прорезное АКВ 101«Малютка»	38
3.4 Сборка линии СРТ и гидроиспытание	39
3.5 Откачка нефти из отключенного участка	46
3.6 Вырезка дефектного участка.....	51
3.6.1 Машина для безогневой резки труб МРТ 325-1420	54
3.7 Демонтаж дефектного участка нефтепровода.....	54
3.8 Работы по герметизации нефтепровода.....	58
3.9 Проведение гидроиспытания трубопровода	61
3.10 Работы по размагничиванию перед сваркой	63
3.11 Сварочно-монтажные работы	65
3.11.1 Машина для резки труб «Орбита-Р»	66
3.12 Технология ручной электродуговой сварки	69
3.13 Классификация дефектов	73
3.14 Способы контроля качества сварных соединений	76
3.15 Заварка контрольных отверстий.....	78
3.16 Обратная засыпка нефтепровода.....	80
4. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ	82

					СОДЕРЖАНИЕ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дат		7

4.1 Расчет нефтепровода на прочность и устойчивость.....	84
5. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	87
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ. МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГАЗООПАСНЫХ РАБОТ	93
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	98
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	100

					СОДЕРЖАНИЕ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дат		8

ВВЕДЕНИЕ

Протяженность магистральных нефтепроводов в России и за рубежом составляет сотни километров. Современные нефтепроводы обладают большим диаметром, высокими объемами перекачки и давлением, значительным сроком службы, прокладкой в различных грунтах и температурных условиях. Надежность и эффективная работа нефтепровода складывается из множества факторов, начинающих свой путь от стадии проектирования поддержания на стадии эксплуатации при проведении ремонта и технического обслуживания. При правильной организации технического обслуживания эксплуатационные расходы на поддержание безаварийной работы нефтепровода будут значительно снижены. Капитальный ремонт является наиболее затратным и в плане финансовой части, и в технической составляющей, и в квалифицированных трудовых ресурсов. Важной задачей является усовершенствование и разработка современных технологий для проведения качественного ремонта.

Таким образом, целью моей работы является исследование процесса капитального ремонта нефтепровода и выбор оптимального способа его осуществления.

Задачи исследования:

1. Проанализировать состояние магистрального нефтепровода.
2. Составление плана капитального ремонта и выбор метода его проведения.
3. Организация выполнения подготовительных и основных работ.
4. Предотвращение аварийных ситуации при эксплуатации нефтепровода и выполнении ремонтных работ.

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат				
Разраб.		Тепляков А.А.						
Провер.		Шмурыгин В.А.						
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						
							Лист	Листов
							9	102
					ТПУ ар. 3-2Б21Т			

ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Первый магистральный продуктопровод диаметром 203 мм и протяженностью 883 км с 17 насосными станциями был построен в 1896-1906 гг. по инициативе Д.И. Менделеева (проект В.Г. Шухова) и предназначался для перекачки экспортного керосина из Баку в Батуми. В то время это был самый крупный в мире трубопровод. До 1917 г. на территории России было проложено 1147 км магистральных трубопроводов общей пропускной способностью около 2,5 млн. т в год. Становление России как великой нефтяной державы началось с открытия Волго-Уральской провинции. Наиболее крупным месторождением в этом регионе являлось Ишимбаевское открытое в 1932 г. Нефтепровод Ишимбай – Уфа условным диаметром 300 мм протяженностью 168 км, внес значительный вклад в экономику страны в годы Великой Отечественной войны.[2]

Бурное развитие трубопроводного транспорта началось в 50-е годы.

В этот период вводятся в эксплуатацию нефтепроводы: Туймазы – Уфа-II диаметром 350 мм, протяженностью 157 км; Туймазы – Уфа-III диаметром 500 мм, протяженностью 155 км; Туймазы – Омск-I диаметром 500 мм, протяженностью 1336 км; Шкапово – Ишимбай диаметром 500 мм, протяженностью 146 км; Бавлы – Куйбышев-I диаметром 300-350 мм, протяженностью 308 км; Бавлы – Куйбышев-II диаметром 500 мм, протяженностью 308 км и другие нефтепроводы.[2] Первый опыт полученный при сооружении магистральных трубопроводов и их эксплуатации выявил необходимость проведения, научных исследований, научных разработок, научного объяснения и выполнения ряда важных задач, таких как выбор технологии и режима перекачки при заполнении трубопровода нефтью или нефтепродуктом с вытеснением воды в случае прямого контакта, а также при последовательной перекачке нефтепродуктов,

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА			
Изм	Лис	№ докум.	Подп.	Дат				
Разраб.	Тепляков А.А.				ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ		Лист	Листов
Провер.	Шмурыгин В.А.						10	102
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.					ТПУ гр. 3-2Б21Т		

подготовке нефтепровода к перекачке нефтепродуктов, очистке внутренней полости трубопровода от отложений парафина грязи и т.д.

В середине 50-х годов большое значение приобрела проблема ремонта трубопроводов. До этого времени защита трубопроводов осуществлялась только пассивными методами: покраской или нанесением битумной изоляции на наружной поверхности нефтепровода. Однако с увеличением районов строительства в северном и восточном направлениях, эффективность защиты трубопровода с использованием наружных покрытий оказалась малоэффективной и трубопроводы начали подвергаться интенсивному коррозионному воздействию. Это являлось следствием прокладки нефтепровода через заболоченную местность, обводненные участки, засоленные почвы. Процессу коррозии сопутствовало быстрое разрушение трубопровода. В этот же период широко развитие получила электрификация железных дорог. Подготовка железнодорожного полотна проводилась без учета последствий влияния блуждающих токов и магнитного поля на подземные трубопроводы. При этом средства электрохимической защиты трубопроводов от блуждающих токов и почвенной коррозии отечественной промышленностью не выпускались. Магистральные трубопроводы расположенные рядом с железнодорожной линией подвергались высокой коррозии. Так например, на участке трубопровода Уфа – Челябинск, после перевода железной дороги на электрическую тягу в 1955 г., появилось большое количество коррозионных повреждений причиной которых стало действие блуждающих токов, величина которых порою достигала 1000 А.[2] Одних только сквозных повреждений на участке Уфа – Челябинск с использованием интенсивной защиты было ликвидировано в 1955 г. – 5 шт., 1956 г. – 7 шт., 1957 г. – 27 шт.[2]

Из приведенного примера видно, что в середине 50-х годов остро встала необходимость проведения аварийно-восстановительных работ и капитального ремонта трубопроводов на участках значительной

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист 11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

протяженности. Первоначально все ремонтные работы выполнялись хозяйственным способом силами эксплуатационного персонала нефтеперекачивающих станций. Большая часть производственных операций включая рытье траншеи, очистку нефтепровода, монтажные работы, засыпку отремонтированных участков осуществлялись в основном вручную (в лучшем случае с использованием бульдозеров, иногда – роторных экскаваторов). В 1957 г. в составе Башкирского научно-исследовательского института по переработке нефти создается отдел транспорта и хранения нефти. [2] В 1959 г. в связи с расширением круга специфических проблем, в том числе проблемы защиты трубопроводов от коррозии и капитального ремонта подземных трубопроводов, организуется институт «НИИТранснефть», ставший головным научно-исследовательским предприятием Миннефтепрома СССР – единственной в стране организацией, занимающейся технологией транспорта, хранения и капитальным ремонтом магистральных нефтепродуктопроводов.[2] В 1992 г. Институт был переименован в Институт проблем транспорта энергоресурсов (ИПТЭР).[2] В институте создаются многофункциональные лаборатории по выявлению основных проблем в сфере трубопроводного транспорта нефти. Главным направлением работы лабораторий было повышение надежности и безопасности трубопроводов. Проводились исследования с учетом влияния различных факторов на несущую способность нефтепровода, по результатам которых научные сотрудники делали выводы о необходимости проведения ремонтных работ.

С 1962 г. проводится активное внедрение технических средств и новых материалов, создаются специальные ремонтные службы, испытываются первые очистные и изоляционные машины разработанные НИИТранснефти.[2] В 1965 г. – вводится поточный механизированный метод ремонта трубопроводов.[2] Создаются новый тип битумно-полимерной мастики типа Изобит. Изоляционное покрытие наносится механизированным способом. Появляются первые инструкции и правила проведения

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист 12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

капитального ремонта подземных трубопроводов. Взаимное сотрудничество акционерных компаний эксплуатирующих магистральные нефтепроводы с Институтом проблем транспорта энергоресурсов выполнить ремонт около 20 тыс. км подземных магистральных нефтепродуктопроводов.[2]

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

1.ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕПРОВОДА ПРИ ВЫБОРЕ СПОСОБА КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА

Существующая сеть магистральных нефтепроводов обладает значительной протяженностью, большими диаметрами, длительным сроком эксплуатации и высоким давлением транспортируемой нефти. Магистральные нефтепроводы, возрастной состав которых превышает срок их нормативной эксплуатации, обуславливают необходимость обеспечения надежной, безаварийной работы порой в экстремальных условиях.

Аварии на магистральных нефтепроводах приводят к экономическим убыткам от простоя, потерям нефти, большим затратам на ликвидацию разлитых нефтепродуктов. Появляется опасность связанная с загрязнением нефтепродуктами окружающей среды. Порою убытки от отказов магистральных нефтепроводов для поставщиков и потребителей нефти оказываются значительно выше ущерба отдельных ремонтных служб. В создавшихся условиях большое значение приобретают вопросы обеспечения надежности магистральных нефтепроводов, возможности объектов трубопроводного транспорта нефти выполнять свои функции. Особое внимание следует уделять надежности линейной части нефтепровода. Во время эксплуатации подземных нефтепроводов, воздействие внешних и внутренних факторов является определяющим при выборе способа защиты трубопровода от коррозии. Результатами неправильного выбора являются преждевременный износ трубопровода, старение, увеличение количества отказов. Отсутствие резервных ниток на линейной части магистральных нефтепроводах в случае отказа приведет к длительному простоя всей системы транспортировки нефтепродукта.

Магистральные нефтепроводы должны соответствовать условиям надежной и безотказной работы на длительный срок.

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА			
Изм	Лис	№ докум.	Подп.	Дат	ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕПРОВОДА ПРИ ВЫБОРЕ СПОСОБА КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА			
Разраб.	Тепляков А.А.							
Провер.	Шмурыгин В.А.							
Зав. Каб.	Рудаченко А.В.							
							Лист	Листов
							14	102
						ТПУ эр. 3-2Б21Т		

В создавшихся условиях, проведение капитального ремонта является задачей государственной важности, на решение которой выделяются большие объемы физических, технических и материальных ресурсов. Под определением *капитальный ремонт* подразумевается выполнение последовательных технически оправданных операций, сущность которых сводится к восстановлению нефтепровода до характеристик способных обеспечить надежную транспортировку нефтепродукта с учетом его пропускной способности и загрузки. О необходимости проведения капитального ремонта нефтепроводов и их масштабности показывают следующие цифры: в настоящее время в России эксплуатируется более 50 тыс. км магистральных нефтепродуктопроводов составляющих единую сеть, которая выполняет функции по обеспечению и поддержанию нефтяных фондов на 99,5% добываемого сырья в России. При проведении оценки технического состояния магистрального нефтепровода и выбора способа выполнения капитального ремонта стоит обратить внимание на соблюдение требований охраны труда и пожарной безопасности. Постановлением Федерального закона России № 116-ФЗ от 21 июля 1997 года «О соблюдении требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах» все действующие магистральные нефтепроводы следует относить к опасным производственным объектам и все объекты нефтепроводного транспорта подлежат обязательному исполнению декларирований промышленной безопасности.

При проведении мероприятий по определению основных показателей производительности действующего магистрального нефтепровода стоит учитывать факторы оказывающие значительное влияние на снижение его надежности:

1. Несоответствие требований руководящих документов при разработке проектов по сооружению и эксплуатации нефтепроводов. Учитывая недочеты проектной документации в существующих регламентах по проведению капитального ремонта магистральных нефтепроводов,

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист 15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

указанные в них требования более жесткие по сравнению с ранее действовавшими. Значительно возросли требования к категории участков нефтепровода на пересечениях с подземными, наземными, надземными коммуникациями, на переправах через русло рек и переходах через земли сельскохозяйственного назначения.

2. Упущения при расчете проектных показателей нефтепроводов. Уровень подготовки исполнительных документов на выполнение задания по проведению ремонтных работ во многом зависит образования инженерного звена, достижений научно-технического прогресса и внедрения современных технологий.

3. Качество материалов, труб и изделий. До 1970 г. фасонные изделия нефтепроводов были сварными, в основном полевого изготовления. В течение 1970-1975 гг. частично применялись фасонные изделия заводского изготовления, после 1975 г. – только заводского изготовления. Изоляция первых нефтепроводов была битумной или битумно-бризольной, ее срок службы по диэлектрическим свойствам составлял около 15 лет. С 1970 г. Повсеместное применение нашли пленочные изоляционные покрытия.

4. Цикличность загрузки нефтепроводов. Опыт эксплуатации нефтепроводов показал зависимость аварийных разрушений трубопроводов от цикличности их загрузки. При этом порывы трубопроводов чаще всего происходят при возобновлении перекачки в период пуска и изменения режима перекачки нефти. Подземные нефтепроводы подвержены малоцикловым разрушениям.

5. Старение трубных сталей. Исследование металла труб магистральных нефтепроводов после их эксплуатации показывают, что при длительной эксплуатации нефтепроводов происходит снижение сопротивляемости металла труб их хрупкому разрушению, которая зависит от срока службы нефтепровода и качества трубных сталей. Интенсивность процесса старения эксплуатируемых трубных сталей прямо пропорциональна количеству углерода в стали. Необходимо учитывать эффект старения

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		16

нефтепровода при решении технологических и ремонтных задач: определения режима оптимальной загрузки, планирование испытаний нефтепроводов, выборе сроков и вида капитального ремонта.

6. Почвенная коррозия и коррозия под действием блуждающих токов. Коррозия трубопроводов под действием блуждающих токов и коррозионно-активных грунтов является наиболее распространенным фактором снижения надежности и целостности нефтепроводов. Опасными являются блуждающие токи электрифицированных железных дорог, вызывающие коррозию трубопроводов на значительных участках всего за 1-2 года. Защита подземных трубопроводов осуществляется комплексно: изоляционными материалами и средствами электрохимзащиты.

7. Внутритрубная коррозия. Происходит при перекачке высокосернистой нефти, особенно сероводородсодержащих компонентов. Интенсивность зависит от содержания сернистых соединений, обводненности нефти, скорости потока, рельефа местности, качества металла трубы. Помимо химического разрушения происходит сероводородное наводороживание стенок трубы, которое снижает запас пластичности и параметры циклической трещиностойкости.

8. Температура окружающего воздуха в период строительства нефтепроводов и температура перекачиваемой нефти. При строительстве нефтепроводов не учитывается температура окружающего воздуха и температура перекачиваемой нефти (кроме «горячих» нефтепроводов), что сказывается на качестве, состоянии и долговечности трубопроводов. Необходимо предусматривать устройство компенсаторов, разработку более широких и глубоких траншей, подбор более прочной износоустойчивой изоляции.

9. Брак при строительстве нефтепровода. Опасно, многообразие приводит к тяжелым последствиям. При производстве строительно-монтажных работ должен осуществляться их пооперационный контроль, начиная от входного контроля на трубы, соединительные детали, сварочные

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		17

материалы, изоляционные покрытия. Наиболее характерные виды брака – низкое качество изоляции, малая глубина заложения нефтепровода, наличие вмятин, гофр, риск. Наиболее опасными являются дефекты тела трубы, где чаще всего и происходят порывы трубопроводов.

Воздействие даже небольшого количества перечисленных факторов оказывает существенное влияние на надежность и работоспособность нефтепроводов и иллюстрирует сложность оценки их технического состояния. Оценка складывается из данных приборного контроля (внутритрувные измерительные снаряды, приборы для измерения сплошности изоляционного покрытия), визуального контроля (осмотр изоляционного покрытия, зачистка изоляции, контроль состояния тела трубы), осуществляемого выборочно в наиболее опасных или вызывающих сомнение местах, результатов обследований, испытаний металла из вырезанных при аварии «катушках», аварийности на различных участках, цикличности работы нефтепровода. Анализ надежности и работоспособности нефтепроводов проводится группой аналитиков из числа высококвалифицированных специалистов с привлечением сотрудников научных центров и проектных организаций. Если степень опасности, которую представляют участки трубопровода для жизненно важных интересов компании и общества при авариях велика, то трубопровод имеет стратегическое значение, является основным и единственным видом транспорта нефти от поставщика к потребителю и не может без проведения ремонта обеспечить необходимый объем перекачиваемого продукта, то такие трубопроводы подлежат капитальному ремонту в первую очередь. Материалы по оценке технического состояния нефтепроводов и их отдельных участков с рекомендациями по выбору участков для капитального ремонта, его вида и сроков выполнения передаются главному инженеру акционерного общества для дальнейшего рассмотрения на техническом совете с участием руководителей районных нефтепроводных управлений, ремонтных, строительных и проектных подразделений.

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист 18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

2.ПЛАНИРОВАНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА НЕФТЕПРОВОДА. РАБОТЫ ОРГАНИЗАЦИОННОГО ПЕРИОДА

2.1. Составление плана капитального ремонта

Во время составления планов по проведению капитального ремонта нефтепровода учитывается ряд основных факторов:

- наличие участков, подлежащих капитальному ремонту, срочность и надежность производства работ;
- объем финансовых средств на проведение капитального ремонта;
- возможность остановки перекачки на ремонтируемом участке;
- техническое состояние участка, подлежащего ремонту;
- наличие необходимой техники, машин и механизмов для ремонта нефтепровода определенного диаметра;
- наличие или возможность приобретения необходимых по качеству и количеству труб, изоляционных материалов, недостающей техники и механизмов;
- опыт ремонтных бригад участвующих в проведении капитального ремонта, укомплектованность оборудования;
- геологическая характеристика участка производства работ, наличие водных переходов, подземных и наземных коммуникаций;
- сезон выполнения ремонтных работ.

Учитывая необходимость капитального ремонта нефтепроводов построенных в последние годы, ремонта нефтепроводов сооруженных в Советском Союзе, протяженность трубопроводов составляет тысячи километров по АК «Транснефть» и акционерным сообществам. В настоящее время перед организацией эксплуатирующей нефтепроводы стоит задача выбора участка и вида капитального ремонта.

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА			
Изм	Лис	№ докум.	Подп.	Дат				
Разраб.		Тепляков А.А.			2.ПЛАНИРОВАНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА НЕФТЕПРОВОДА. РАБОТЫ ОРГАНИЗАЦИОННОГО ПЕРИОДА		Лист	Листов
Провер.		Шмурыгин В.А.					19	
Зав. Каб.		Рудаченко А.В.					ТПУ эр. 3-2Б21Т	

Составление планов капитального ремонта подземных трубопроводов, учитывая необходимость первоочередного ремонта на водных, дорожных переходах, осуществляется в несколько этапов.

Первоначально обсуждаются предложения районных нефтепроводных управлений по части минимально необходимого объема и вида работ по нефтепроводам районного управления с учетом рекомендации аналитиков и полученных филиалом постановлений, предписаний, предложений органов местного самоуправления, государственных органов надзора, а также предложений о возможных исполнителях проектных и ремонтных работ. Далее производственные отделы по капитальному ремонту акционерного общества обобщают имеющиеся материалы, прорабатывают свои предложения, которые в итоге выносятся на технический совет акционерного общества с участием главных инженеров, районных управлений и ремонтных подразделений, руководителей заинтересованных отделов и привлекаемых к работе подрядных организаций. На совещании определяется объем финансирования, виды и участки ремонта, очередность проведения и исполнители работ. Окончательное решение принимается на правлении акционерного общества с участием руководителей подразделений, функциональных отделов и привлекаемых к участию в ремонте проектных, строительно-монтажных организаций. Результаты принятых решений вносятся в общий план капитального ремонта объектов магистральных нефтепроводов где обязательно указываются сроки выполнения работ.

2.2 Проектная документация

К проектированию капитального ремонта нефтепровода могут привлекаться: институты, проектно-сметные бюро, строительные акционерные общества имеющие лицензию Госгортехнадзора РФ на производство соответствующих видов работ, следовательно организации способные обеспечить безопасное производство работ и последующую безопасную эксплуатацию производственных объектов. Наиболее распространенным является оформление задания районным управлением,

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		20

которое утверждается руководителем, далее задание визируется руководителями заинтересованных функциональных отделов АО, согласовывается с руководителем проектной организации, и утверждается генеральным директором или главным инженером. К заданию на проектирование прилагаются: документы, характеризующие состояние нефтепровода, которыми при подготовке пользовалась группа специалистов акционерного общества при определении надежности и работоспособности нефтепровода, план и профиль ремонтируемого участка нефтепровода с нанесенными собственными коммуникациями и коммуникациями сторонних организаций проходящих в одном техническом коридоре, точки пересечения коммуникаций и нефтепровода, указываются пикеты и километраж пересечения или сближения, глубина заложения, объекты линейных сооружений, входящих в охранную зону нефтепровода с привязкой к километражу и пикетажу ремонтируемого нефтепровода. При капитальном ремонте применяется одностадийное проектирование – разрабатывается рабочий проект, который согласовывается с землепользователями, владельцами эксплуатирующих коммуникации расположенных в одном техническом коридоре с ремонтируемым нефтепроводом.

Охранные зоны – участки земель ограниченные условными линиями вдоль трассы коммуникаций, устанавливаемые для исключения возможности их повреждения при любом виде прокладки. Для трубопроводов, транспортирующих нефть, природный газ, нефтепродукты, охранная зона составляет – 25 м от оси трубопровода с каждой стороны. Для трубопроводов, транспортирующих сжиженные углеводородные газы, нестабильный бензин и конденсат, охранная зона составляет – 100 м от оси трубопровода с каждой стороны. В охранной зоне запрещаются любые виды работ без согласования с предприятиями эксплуатирующими соответствующие коммуникации.

После получения технических условий проектная организация рассматривает их приемлемость и включает в проектное решение или

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		21

объясняет неприемлемость технических условий, и оформляется повторный запрос. После согласование технических условий со всеми владельцами коммуникаций проектная организация приступает к разработке рабочего проекта.

В состав рабочего проекта должны входить:

- пояснительная записка;
- рабочие чертежи;
- сметная документация.

Пояснительная записка рабочего проекта содержит технико-экономическое обоснование выбора вида ремонта, расчет на прочность и устойчивость ремонтируемого участка нефтепровода, решение об организации ремонтных работ, мероприятия по технике безопасности и пожарной безопасности, охрану окружающей среды и рекультивацию земель. Составной частью рабочего проекта является Проект организации строительства. В проекте указывается продолжительность ремонта, распределение финансовых вложений, объемы строительно-монтажных работ, технические и трудовые ресурсы, материальные затраты и источники их покрытия, основные способы выполнения ремонтных работ, структура управления ремонтом объекта.

Рабочие чертежи включают в себя: профиль трассы ремонтируемого участка с отражением глубины существующего и проектного заложения нефтепровода, диаметра нефтепровода, марки стали, категории заменяемого участка типа изоляционного покрытия. Также присутствуют схемы производства земляных работ, в которых отражаются мероприятия по сохранению собственных коммуникаций и их объектов.

Сметная документация составляется по действующим нормам и тарифам, расценкам, прейскурантам и калькуляциям, установленным для работ по капитальному ремонту.

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		22

Проектно-сметная документация на капитальный ремонт нефтепроводов до утверждения проходит экспертизу, регистрируется в региональных управлениях Госгортехнадзора РФ и проверяется на соблюдение норм промышленной безопасности в научно-исследовательских организациях. Организации несут ответственность в соответствии с законодательством за несоответствие принятых в проекте технологических, экологических, технических решений, действующих в период проектирования, руководящим документам, утвержденным в установленном порядке. Проектная документация должна быть подготовлена за 1-2 года до начала производства ремонтных работ для решения вопросов перспективного планирования, финансирования и проведения работ.

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		23

3.КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ ТРУБ

Капитальный ремонт нефтепроводов с заменой труб заключается в полной замене дефектных, низконапорных, физически усталостных участков трубопровода, представляющих опасность для жизненно важных интересов личности и общества, не позволяющих обеспечить необходимый объем перекачки нефти, и участков, препятствующих развитию городов, населенных пунктов и т.п.

Капитальный ремонт является плановым ремонтом и должен выполняться в соответствие с рабочим проектом, разработанным проектной организацией, имеющей соответствующую лицензию. Организация, выполняющая ремонт, разрабатывает проект производства работ, который утверждается руководством эксплуатирующей организации (ОАО МН). Техническое задание на ремонт МН должно предусматривать достижение тех же показателей, которые были у вновь построенного трубопровода (рабочее давление, пропускная способность и т.д.).

Последовательность работ при капитальном ремонте нефтепровода с заменой труб выполняется в следующем порядке:

1. Проведение подготовительных работ.
2. Подготовка линейных задвижек и проверка их на герметичность.
3. Остановка перекачки нефти по нефтепроводу, отключение насосных агрегатов НПС, перекрытие участка производства ремонтных работ линейными задвижками.
4. Врезка вантузов для откачки нефти из ремонтируемого участка, врезка вантузов для впуска-выпуска воздуха.
5. Освобождение от нефти ремонтируемого участка нефтепровода.
6. Вырезка дефектного участка безогневым методом.
7. Демонтаж дефектного участка нефтепровода.

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА			
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дат				
Разраб.		Тепляков А.А.			КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ ТРУБ		Лист	Листов
Провер.		Шмурыгин В.А.					24	102
Зав. Каб.		Рудаченко А.В.					ТПУ ар. 3-2Б21Т	

8. Герметизация внутренней полости нефтепровода.
9. Проведение сварочно-монтажных работ.
10. Контроль качества сварных соединений.
11. Заполнение нефтепровода.
12. Вывод нефтепровода на проектный режим работы.

3.1 Земляные работы

В производство земляных работ входит:

- оформление отвода земель и документов на производство работ в охранной зоне;
- подготовка площадки для производства работ;
- разработка ремонтного котлована;
- разработка приямков для врезки вантузов в нефтепровод;
- планировка отвала плодородного и минерального грунта;
- устройство временного земляного амбара, размещения в нем емкости для откачиваемой нефти;
- засыпка ремонтного котлована, рекультивация земель после завершения работ.

Земляные работы должны начинаться со снятия плодородного слоя грунта и перемещения его в отвал для временного хранения. Минимальная ширина полосы снятия плодородного слоя должна быть равна ширине котлована или амбара по верху плюс 0,5 м в каждую сторону. Снятие плодородного слоя почвы также предусматривается с зоны перемещения и хранения минерального грунта с рабочих котлованов. Плодородный слой перемещается в отвал для хранения на одну сторону земляных работ на расстояние обеспечивающее размещение и возврат минерального грунта на нарушаемую площадь, при этом не допускается перемешивание с плодородным слоем почвы.

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		25

Для снятия плодородного слоя почвы будет применяться бульдозер Cat D6R XL.

Таблица 1 – Технические характеристики бульдозера Cat D6R XL

Полезная мощность двигателя, л.с.	175
Эксплуатационная масса, кг	21782
Тип отвала	полусферический
Вместимость отвала, м ³	5,61
Ширина отвала, мм	3260



Рисунок 1 – бульдозер Cat D6R XL

Бульдозеры представляют собой гусеничный или колесный трактор, оборудованный впереди рабочим органом – управляемым отвалом с ножом в нижней части. Бульдозер широко применяется при обустройстве площадок для временного хранения оборудования, для выравнивания площадок под жилые вагоны, для срезания участков грунта на крутых подъемах в гору. Простота конструкции и надежность бульдозера идеально подходит для работы в полевых условиях.

Разработка и обустройство ремонтного котлована выполняется механизированным способом одноковшовым экскаватором Cat 312D2 L.

Таблица 2 – Технические характеристики экскаватора Cat 312D2 L

Мощность двигателя, л.с.	91
Эксплуатационная масса, кг	13970
Ширина ковша, мм	1100
Вместимость ковша, м ³	0,68
Максимальная глубина копания, мм	5840
Продолжительность одного цикла раскопки, с	20



Рисунок 2 – Экскаватор Cat 312D2 L

Одноковшовые экскаваторы представляют собой машины, предназначенные для разработки траншей и котлованов. Одноковшовые экскаваторы являются машинами общестроительного назначения. Они

широко применяются при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов.

Теоретическая производительность одноковшового экскаватора применяется как часовая и определяется по формуле

$$\Pi_T = 3600 \cdot q / t_{\text{ц}}, \text{ м}^3/\text{ч},$$

где q – вместимость ковша, м^3 ;

$t_{\text{ц}}$ – продолжительность цикла, с;

$$\Pi_T = 3600 \cdot 0,68 / 20 = 122,4 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Ремонтный котлован предназначен для выполнения работ в месте вырезки участка нефтепровода или «катушки», поэтому его размеры должны обеспечить безопасную работу ремонтного персонала.

Длина котлована (L) зависит от длины заменяемого участка:

$$L = \lambda + (2-3), \text{ м},$$

где λ – длина заменяемого участка (м), не менее диаметра нефтепровода, расстояние от конца заменяемого участка до прилегающей торцевой стенки котлована должна быть не менее 1,5 м.

Для заменяемого участка $\lambda = 60$ м.

$$L = 60 + 3 = 63 \text{ м}.$$

Ширина котлована определяется из условия обеспечения расстояния между трубой и стенками котлована составляет: по дну не менее 1 м, по верху не менее 1,5 м.

Минимальная ширина траншеи по дну траншеи должна быть:

при разработке траншеи одноковшовыми экскаваторами

$$B = D + 2K + 2d, \text{ мм},$$

где B – ширина траншеи по низу, мм;

D – диаметр трубопровода, мм;

K – ширина режущей кромки рабочего органа, не менее 0,5 м.

Во избежание повреждения трубопровода минимальное расстояние между стенкой трубы и ковшом работающего экскаватора должно быть

$$d = 0,15 + 0,20 \text{ м},$$

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист 28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

$$B=1220+2*1100+2*150=3720 \text{ мм.}$$

Разработка ремонтного котлована без откосов не допускается. При разработке котлована должна быть обеспечена крутизна откосов в соответствии с таблицей 3. Перед началом производства работ в ремонтном котловане следует провести контроль крутизны откосов с применением измерительных средств.

Таблица 3 – Допустимая крутизна откосов ремонтного котлована

Вид грунта	Глубина траншеи котлована, м	
	2,0	
	угол откоса °	уклон
Суглинок	63	1:0,5

Контроль за состоянием откосов и грунта на бровке котлована должен вестись постоянно. Данное требование должно быть указано в нарядах-допусках. Котлован должен иметь освещение для работы в ночное время, светильники должны быть во взрывозащищенном исполнении. Ремонтный котлован должен быть обозначен в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 3. Отвал грунта должен производиться с противоположной стороны от подъезда техники к рабочему котловану, запрещается движение техники со стороны отвала грунта и по отвалу. Отвал грунта, извлеченного из котлована, для предотвращения падения кусков грунта в котлован, должен находиться на расстоянии не менее 1 м от края котлована. Валун, камни и прочие негабаритные включения (более 2/3 ширины ковша экскаватора прямого копания) должны быть или разрушены, или удалены за пределы рабочей площадки, работа допускается только сверху вниз по склону. В случае значительного притока грунтовых вод необходимо закрепить откосы котлована металлическими шпунтами

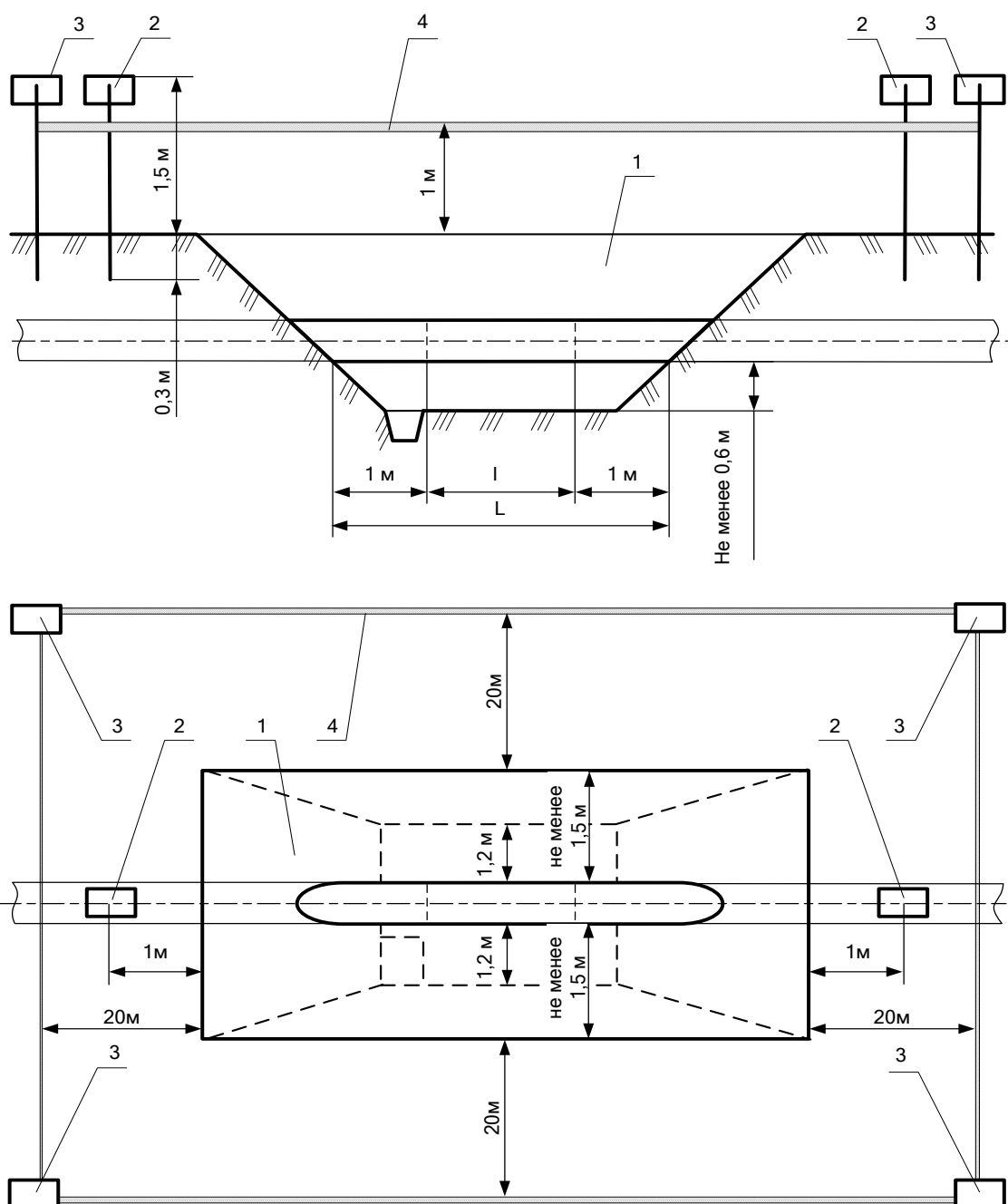


Рисунок 3 – Схема ремонтного котлована

Условные обозначения: 1 – рабочий котлован; 2 – знак указывающий наименование нефтепровода и фактическую глубину его заложения; 3 – предупредительные знаки запрещающие проезд; 4 – сигнальная лента.

Расположение строительной техники около траншеи должно осуществляться в соответствии с параметрами, приведенными в таблице 4. При работе экскаватора необходимо соблюдать расстояние 0,2 м от ковша до стенки трубы. Разработку оставшегося грунта следует проводить вручную.

При работе экскаватора не разрешается производить какие-либо другие работы со стороны разрабатываемой траншеи и находиться людям ближе 5 м от зоны максимального выдвижения ковша.

Таблица 4 – Параметры расположения строительной техники около котлована

Глубина траншеи, м	Минимальное расстояние от основания откоса котлована до оси ближайших опор крана при ненасыпном грунте, м
	Суглинок
1	1,00
2	2,00
3	3,25
4	4,00

Во время разработки ремонтного котлована требуется удалить грунт под нижней образующей нефтепровода для проведения сиварки тройников откачки нефти, прохода под нефтепроводом машины для безогневой резки труб, врезки в нижнюю образующую нефтепровода, строповки дефектного участка и т.д. Целесообразно применить устройство для подкопа трубопровода УПТ-1220.

УПТ-1220 является навесным оборудованием для одноковшового экскаватора, подходит для разработки грунтов I-IV категорий, не требует дополнительного обслуживающего персонала при монтаже, не требуется отдельных устройств для различных диаметров трубы, ремонтируемый участок трубопровода не нагружается весом устройства

Таблица 5 – Технические характеристики УПТ-1220

Диаметр трубопровода, мм	1220
Техническая производительность в грунтах I категории, м/ч, не менее	100
Время монтажа, мин, не более	20
Масса УПТ-1220, кг	290

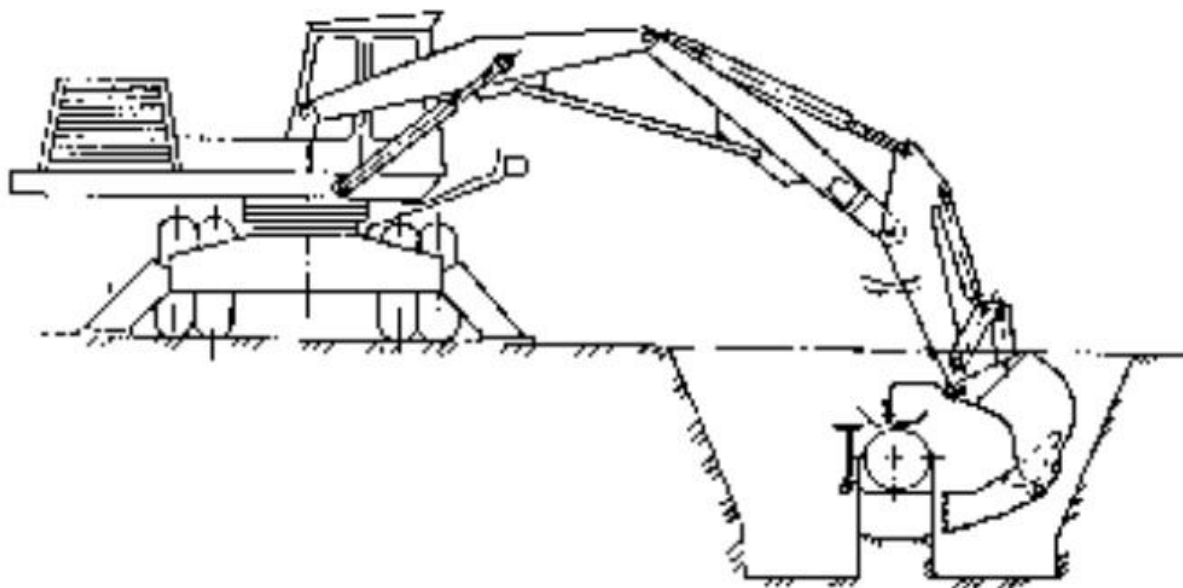


Рисунок 4 – Одноковшовый экскаватор с УПТ-1220

Перед началом выполнения работ бригадой линейных трубопроводчиков на нефтепроводе, в котловане глубиной которого составляет свыше 1,3 м, должен быть проведен осмотр устойчивости откосов ремонтного котлована и крепления стен на предмет их обрушения. Котлован должен оснащаться четырьмя деревянными лестницами шириной не менее 75 см и длиной не менее 1,25 глубины траншеи. Лестницы устанавливаются с обеих сторон ремонтного котлована для обеспечения подхода рабочего персонала к ремонтному оборудованию, и быстрого ухода в случае возникновения аварийных ситуаций. Предусматривается подкладка деревянных трапов или деревянных щитов на дно ремонтного котлована.

3.2 Работы по снятию изоляции

Очистка наружной поверхности трубопровода проводится с целью удаления остатков грунта на теле трубы после разработки ремонтного котлована одноковшовым экскаватором. Нефтепровод очищается ручным инструментом (лопаты, скребки, топоры) до металлического блеска зачистка проводится шлифовальной машинкой. Снятие изоляции вручную скребками организовывается бригадой работников не более двух человек под наблюдением страхующих лиц. При выполнении работ должен быть

организован контроль воздушной среды на загазованность с отметкой в приложении к наряду-допуску. Воздушная среда должна контролироваться непосредственно перед началом работ, после каждого перерыва в работе и в течение всего времени выполнения работ, но не реже чем через один час работы, а также по первому требованию работающих. Отбор проб производится сертифицированным, поверенным газоанализатором АНТ-3М. Работа может проводиться при концентрации ГВС не более ПДК (300 мг/м³). Перед монтажом и сваркой тройников, вантузов и патрубков работами необходимо удалить изоляционное покрытие на расстоянии до 100 мм от внешних сварных швов усиливающей накладке, поверхность трубы нефтепровода очистить от грязи, ржавчины и окалины. Освобожденный от изоляции участок трубы должен быть подвергнут обработке до металлического блеска. Для вырезки дефектного участка используют машинки для безогневой резки труб (МРТ). Изоляционное покрытие должно быть удалено по всей окружности трубы на ширину не менее 600 мм. Поверхность нефтепровода в местах резки должна быть очищена от остатков клея, праймера и мастики.

3.3 Врезка вантуза в нефтепровод

В технологию капитального ремонта входит врезка вантузов. Вантуз – это патрубок с задвижкой, устанавливаемый под прямым углом к оси трубопровода. Вантузы предназначены для подсоединения насосных агрегатов при опорожнении ремонтируемого участка и закачки нефти в нефтепровод после ремонта, а также впуска воздуха при освобождении и выпуска газовоздушной смеси при заполнении нефтепровода. Место установки вантузов зависит от их назначения.

Вантузы для откачки врезаются на ремонтируемом участке трубопровода для его освобождения от нефти.

Вантузы для откачки нефти из ремонтируемого участка трубопровода устанавливаются на вырезаемой (удаляемой) «катушке» или в самых низких по геодезическим отметкам местах трассы в соответствии с принятой

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		33

технологией освобождения трубопровода от нефти. Вантузы монтируются на боковой, верхней и нижней образующей трубы. Вантузы, смонтированные на нижней и боковой образующей трубопровода, должны быть вырезаны после завершения работ.

Вантуз для закачки нефти будет устанавливаться на верхней образующей нефтепровода за отсекающей линейной задвижкой. Схема раскачки нефтепровода – за линейную задвижку.

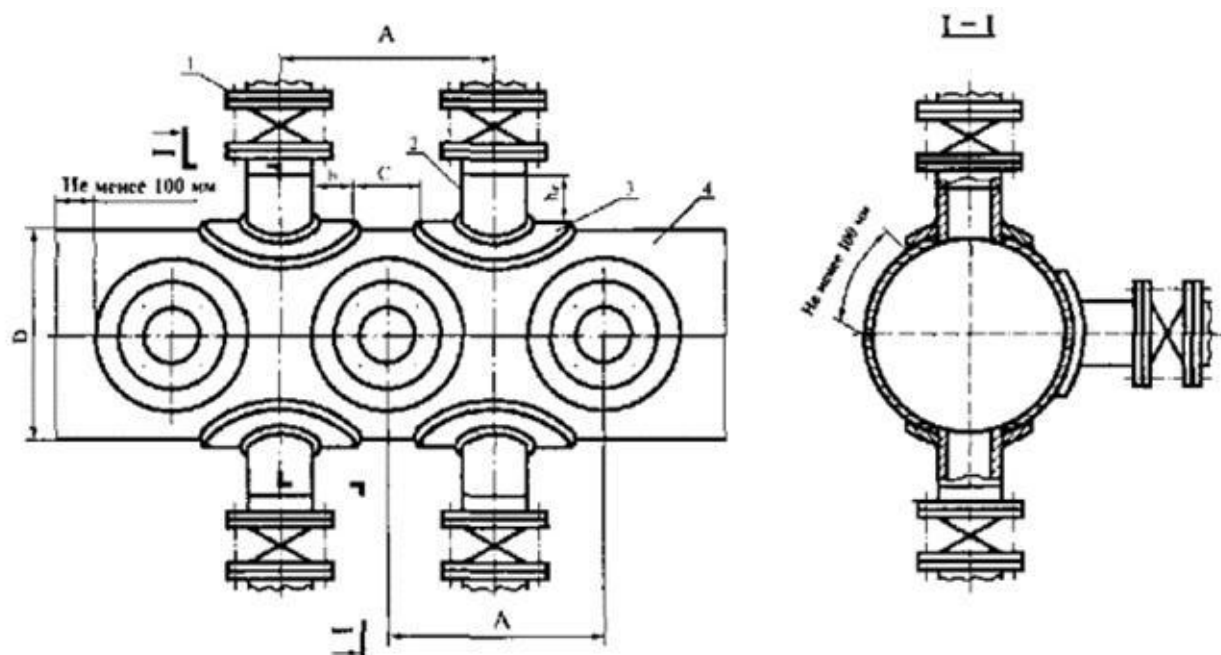


Рисунок 5. Схема расстановки вантузов при врезке для откачки нефти:

1 – задвижка; 2 – патрубок; 3 – усиливающая накладка (воротник); 4 – ремонтируемый трубопровод; А – расстояние между вантузами; b – ширина усиливающего воротника; D – диаметр трубопровода; $h_{п}$ – высота патрубка (определяется техническими параметрами применяемого для вырезки приспособления) – не менее 100 мм; c – минимальное расстояние между усиливающими воротниками

Вантуз конструктивно состоит из задвижки, патрубка, ответных фланцев, усиливающего воротника (накладки) и эллиптической заглушки. В конструкциях вантузов применяются задвижки, имеющие одну сторону под приварку, другую – фланцевую или имеющие фланцы с двух сторон.

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист 34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Задвижка и другие составные части, применяемые при изготовлении и монтаже вантуза, должны быть рассчитаны на рабочее давление не менее 6,3 МПа.

Таблица – 6 Параметры врезаемых вантузов на участке откачки нефти

Диаметр вантуза, мм	Ширина усиливающего воротника, b, мм	Минимальное расстояние между усиливающими воротниками, с, мм	Расстояние между врезаемыми вантузами, А, мм
150	100	100	450

Таблица 7 – Конструктивные размеры патрубков

Диаметр МН, мм	Диаметр патрубка D_y , мм	Толщина стенки патрубка, S, мм	Марка стали патрубка	Диаметр задвижки вантуза D_y , мм
1220	150	8	09Г2С	150

Усиливающие воротники вантуза изготавливаются из трубы, соответствующей диаметру и материалу трубы нефтепровода. Усиливающий воротник должен иметь ширину 0,4 диаметра патрубка, но не менее 100 мм, толщину – не менее толщины стенки трубы трубопровода МН и иметь технологическое отверстие.

Количество и диаметр врезаемых для откачки нефти вантузов зависят от объема откачиваемой нефти из ремонтируемого участка нефтепровода, диаметра опорожняемого участка, профиля трассы.

Таблица 8 – Количество и диаметр вантузов, врезаемых в трубопровод для откачки и закачки нефти

Объем откачки, m^3	Вантузы для откачки		Вантузы для закачки	
	Количество, шт.	Диаметр, мм.	Количество, шт.	Диаметр, мм.
5000-10000	4	150	1	150

Вантузы для впуска-выпуска воздуха устанавливаются по верхней образующей трубопровода в местах трассы ремонтируемого участка с наиболее высокой геодезической отметкой.

Таблица 9 Минимальные диаметры и количества вантузов для впуска воздуха

Производительность откачки, $m^3/ч$	Диаметр вантуза, мм.	Количество, шт.
до 560	150	2

В качестве вантузной запорной арматуры следует применять стальные клиновые полнопроходные задвижки, задвижки (далее – вантузные задвижки), вид климатического исполнения «У1» или «ХЛ1» по ГОСТ 15150 с ручным управлением, номинальным давлением не менее $P_N = 6,3$ МПа.

Монтаж вантузов и вырезка отверстий в верхней образующей нефтепровода выполняется в следующем порядке:

- очистка изоляционного покрытия в месте приварки патрубка;
- приварка патрубка с фланцем к нефтепроводу;
- монтаж задвижки на фланце;
- монтаж на задвижке устройства для вырезки отверстия;
- опускание фрезы УХВ-150 до поверхности трубы и вырезка отверстия в верхней образующей нефтепровода;
- поднятие фрезы в верхнее положение и перекрытие задвижки;
- демонтаж УХВ-150;
- установка фланца с эллиптической заглушкой.

В качестве уплотнительной прокладки для фланцевого соединения вантуза (фланцевых соединений, заглушек) должны применяться армированные прокладки из терморасширенного графита или прокладки из паронита, работоспособные во всем интервале рабочих температур и давлений в заданных рабочих средах. Задвижки, применяемые при изготовлении и монтаже вантузов, должны иметь паспорта завода-изготовителя, сертификаты соответствия и разрешение Ростехнадзора на применение. Патрубки вантузов и усиливающие воротники должны иметь сертификаты на трубы, из которых они изготовлены. При соединении фланцев на вантузной задвижки с обвязкой оборудования для откачки нефти следует использовать ключи с медным покрытием. Проводится внешний осмотр места соединения фланцев соединительных шпилек на предмет наличия на них задиров заусенец, грязи, устаревшей смазки. Протягивание соединительных шпилек проводится «крестом».

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		36

3.3.1 Устройство для холодной врезки УХВ-150

предназначено для механического вырезания отверстий в трубопроводах D_y 150...1200, находящихся под давлением 2,5 МПа, работающих под давлением рабочих сред до 6,4 МПа (нефть, вода и т.п.) через запорную арматуру установленную на отводной патрубке D_y 50, 100, 150, 200, 300, 500 мм.



Рисунок 6 – УХВ-150

Таблица 10 – Технические характеристики УХВ-150

Основные параметры		УХВ-150
Диаметр прорезаемого трубопровода, мм		
	минимальный	530
	максимальный	1220
Толщина стенки трубопровода, мм		12
Максимальное давление в трубопроводе, МПа		6,4
Максимальное давление нефти при врезке, МПа		2,5

3.3.2 Устройство прорезное АКВ 101«Малютка»

предназначено для механического прорезания отверстий в стенках трубопроводов. Вырезка отверстий производится без остановки перекачки, при давлении в нефтепроводе не более 2,0 МПа. Устройство может выполнять свои функции в любом пространственном положении. Устройство будет смонтировано на приварной тройник для вырезки отверстия в нижнем положении.



Рисунок 7 – АКВ 101«Малютка»

Таблица 11 – Технические характеристики АКВ 101«Малютка»

Основные параметры	АКВ 101«Малютка»
Диаметр прорезаемого трубопровода, мм	
минимальный	300
максимальный	1220
Толщина стенки трубопровода, мм	12
Диаметр прорезаемого отверстия, мм	125
Максимальное давление среды в нефтепроводе, МПа	2,0
Температура окружающей среды, °С	+40 ...-40

При выполнении работ по вырезке отверстий могут возникнуть следующие опасные факторы: выход нефти, пары нефти, опасность поражения электрическим током, возможность получения травм при

грузоподъемных работах, обрушение стенок котлована. При проведении работ по врезке вантузов оформляется наряд-допуск на огнеопасные работы в котором указываются меры безопасности при подготовке к проведению работ. При выполнении работ должен быть организован контроль загазованности воздуха в рабочей зоне. Контроль воздушной среды в рабочем котловане проводится после очистки котлована от остатков нефти и горючих материалов. Воздушная среда должна контролироваться не менее чем в трех точках по всей длине траншеи. Результаты анализа газовой среды заносятся в наряд-допуск и журнал контроля воздушной среды.

Работы в котловане проводятся, при концентрации паров нефти не превышающей ПДК (300 мг/м^3). Воздушная среда должна контролироваться непосредственно перед началом работ, после каждого перерыва в работе и в течение всего времени выполнения работ с периодичностью указанной в наряде-допуске, но не реже чем через час работы, а также по первому требованию работающих. Точки отбора воздушной среды в котловане должны находиться не выше 0,5 м от дна и как можно ближе к возможным источникам выделения паров. Точки отбора воздушной среды указываются в наряде-допуске.

Во время выполнения работ по приварке патрубков и тройников к нефтепроводу давление в трубопроводе должно быть не выше 2,5 МПа, но не ниже 0,1 МПа. Монтаж следует проводить при помощи грузоподъемных механизмов, использовать только искробезопасный инструмент.

При возникновении нештатной ситуации (повышение загазованности в рабочем котловане выше допустимой, разгерметизация нефтепровода и т.п.) необходимо прекратить работы, покинуть рабочее место, сообщить руководителю работ, не приступать к работе до устранения нештатной ситуации.

3.4 Сборка линии СРТ и гидроиспытание

Работы по освобождению ремонтируемого участка нефтепровода от нефти будет проводиться по схеме:

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист 39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

- откачка нефти из ремонтируемого участка за линейную задвижку

Сборка линии СРТ выполняется при подготовительных работах, потому что протяженность составит 1500 м.

Сборно-разборный трубопровод СРТ 150-6

СРТ предназначается для временной транспортировки нефти при работе передвижной насосной установки (ПНУ-2) по освобождению или заполнению магистральных нефтепроводов при аварийных или плановых ремонтах. СРТ изготовлен из алюминиевого сплава Д 16Т, с выточками для крепления соединительных замков, и самих замков соединительных (хомутов). Преимуществом является прокладка и эксплуатация трубопровода в местности с различным рельефом и погодными условиями.



Рисунок 8 – СРТ 150-6

Таблица 12 – Технические характеристики СРТ 150-6

Основные параметры	СРТ 150-6
Внутренний диаметр, мм	150
Давление, не более, МПа	6,3
Размеры трубы, мм	
диаметр наружный, мм	152
длина, мм	6000



Рисунок 9 Соединительный замок

Во время сборки СРТ соединительный замок снабжается соединительной манжетой, функциями которой является герметичное уплотнение между концами труб СРТ.



Рисунок 10 – Соединительная манжета

Из-за высокой протяженности нагнетательной линии откачки (1500м) целесообразно применение плоскосворачиваемых рукавов из полиуретана. Отличительной особенностью данного изделия являются устойчивость к физическим нагрузкам, высокие прочностные характеристики, возможность использования при высоком давлении (до 6,3 МПа). В нерабочем состоянии рукав остается плоским, что облегчает его транспортировку к месту производства работ, полиуретан значительно легче резиновых аналогов. Длина одного рукава составляет 100 м, диаметр 150 мм, соединение рукавов

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		41

производится с помощью соединительных замков. Отсутствие большого количества соединений уменьшает риск протечек, после остановки перекачки остатки нефти удаляются при сворачивании рукавов. Применение плоскосворачиваемых рукавов ограничивается только нагнетательной линией, потому что установка рукавов на всасывающую линию может затруднить процесс заполнения подпорного насоса ЦНС150-50. При попадании воздуха в полость насоса рукав начнет сворачиваться, что затруднит процесс заполнения основного насоса ПН150-50. Поэтому сборка линии от подпорного насоса до ПНУ-2 будет осуществляться с помощью труб СРТ-150-6. Во время сборки линии требуется установить обратный клапан на ЦНС150-50, тройники с задвижками (устанавливаются в нижней точке по рельефу местности) для заполнения трубопровода водой при испытании на герметичность и освобождении линии по окончанию раскочки. В конце нагнетательной линии на вантузную задвижку устанавливается обратный клапан для предотвращения поступления нефти в обратном направлении.



Рисунок 11 – Плоскосворачиваемые рукава

Необходимо установить отсекающие задвижки через каждые 300 метров сборного трубопровода для предотвращения возможных утечек и раскочки временного трубопровода по завершению закачки.

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист 42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

После сборки линии откачки необходимо провести гидроиспытание всей собранной линии. Монтаж и подключение нефтепроводной обвязки к вантузам откачки-закачки и насосным агрегатам должны производиться в следующей последовательности:

1. Проверяется полнота закрытия вантуза на раскачиваемом участке нефтепровода, демонтируется сферическая заглушка, производится обвязка подпорного насоса ЦНС150-50 в соответствии со схемой указанной на рисунке 11. Обвязка подпорного насоса, должна обеспечивать отключение его из работы запорной арматурой при избыточном давлении в опорожняемом нефтепроводе более 0,3 МПа.

2. Выполняется сборка приемной линии от подпорного насоса ЦНС150-50 до насосного агрегата ПНУ.

3. Проверяется полнота закрытия вантуза на нефтепроводе, в который будет производиться закачка нефти, демонтируется сферическая заглушка и производится подключение обратного клапана к вантузу в соответствии со схемой указанной на рисунке 11.

4. Выполняется сборка выкидной линии от обратного клапана до насосного агрегата ПНУ. Для закачки и опорожнения испытательной жидкости в приемной и нагнетательной линиях, должна быть предусмотрена установка в нижней точке по рельефу местности тройника с запорной арматурой и переходом для подключения передвижного насосного агрегата (вакуумной насосной установки).

5. Производится заполнение приемной и нагнетательной линии жидкостью для проведения гидроиспытания. Для гидроиспытания нефтепроводной обвязки ПНУ должна использоваться вода.

6. Производится гидроиспытание приемной линии. Приемная линия, включая обвязку подпорного насоса ПНУ, должна быть предварительно испытана на давление максимально допустимое на входе подпорного насоса (0,6 МПа). После чего подпорный насос перекрывается секущей запорной арматурой и производится испытание обвязки на давление

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

1,25 P_m , где P_m - максимально статическое давление на месте откачки после остановки нефтепровода, но не менее 0,6 МПа. Время выдержки нефтепроводной обвязки ПНУ под испытательным давлением не менее 1 часа.

7. производится гидроиспытание выкидной линии. Выкидная линия должна быть испытана на давление 6,3 МПа для нефтепроводов с рабочим давлением до 6,3 МПа включительно, и на давление 10,0 МПа для нефтепроводов с рабочим давлением до 10,0 МПа включительно. Время выдержки нефтепроводной обвязки ПНУ под испытательным давлением не менее 1 часа.

При обнаружении не герметичности элементов нефтепроводной обвязки ПНУ течь в соединительных узлах должна быть устранена и произведено повторное гидроиспытание; Для контроля давления устанавливаются манометры на узлах ближайшей линейной запорной арматуры в откачиваемом нефтепроводе и на нефтепроводе в месте закачки нефти. До пуска в работу насосных агрегатов нефтепроводная обвязка заполняется статическим давлением нефти через вантуз на раскачиваемом нефтепроводе. Во время заполнения линии нефтью, необходимо выпустить воздух из СРТ и плоскостворачиваемых рукавов для срабатывания на нагнетательной линии обратного клапана. При гидравлическом испытании запрещается производить подтяжку гаек. В случае обнаружении утечек во время заполнения или повышения давления, работник должен:

- сообщить руководителю работ об обнаруженной утечке;
- приостановить работы, снизить давление до атмосферного;
- произвести сброс воды и устранить обнаруженный дефект.

Испытания возобновляются после выявления причин повреждений и их ликвидации.

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		44

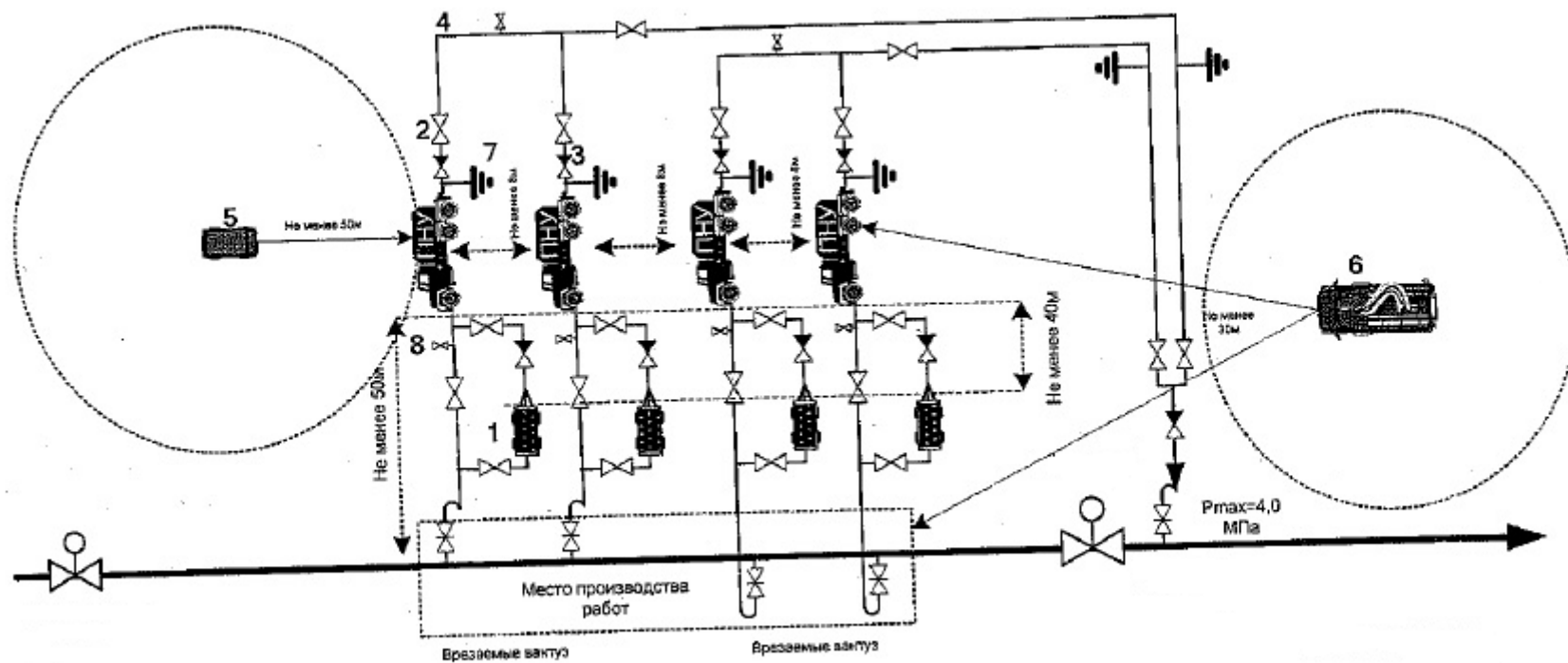


Рисунок 12– Схема обвязки подпорных агрегатов и откачки нефти из отключенного участка

1 – Подпорный насос ЦНС150-50; 2 – Отсекающая задвижка $D_y = 150$ мм $P_y = 6,3$ МПа; 3 – Обратный клапан $D_y = 150$ мм $P_y = 6,3$ МПа; 4 – СРТ 150-6; 5 – Дизельная электростанция $N=100$ кВт; 6 – Пожарный автомобиль АЦ 4,0-70; 7 – Заземляющий штырь; 8 – Тройник для подключения вакуумного насосного агрегата.

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дат

ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА
МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ
УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА

Лист

45

Для откачки нефти из отключенного участка нефтепровода через вантуз, установленный на верхней образующей трубы, будет применяться Устройство для откачки нефти АКВ -211 «Игла».

3.5 Откачка нефти из отключенного участка

Перед началом работ с работниками должен быть проведен инструктаж и оформлен наряд-допуск на газоопасные работы. При проведении работ по откачки нефти могут возникнуть следующие вредные и опасные производственные факторы: выход нефти, загазованность, высокое давление во временном трубопроводе, узлах сборки СРТ, фланцевых соединениях. Ответственный за производство работ по откачке должен обеспечить следующий порядок проведения работ:

- Обеспечить отбор проб газовой среды при помощи газоанализатора АНТ-3М перед началом работ и в процессе работы с периодичностью 1 час с записью в наряде-допуске. Отбор проб газовой среды должен проводить работник, имеющий соответствующее удостоверение. При необходимости обеспечить принудительную вентиляцию котлована взрывозащищенным вентилятором
- Не допускается создание вакуума в трубопроводе при его опорожнении.
- Крепление обратного клапана на вантузную задвижку закачки нефти должно выполняться фланцевым соединением. При изготовлении отвод и фланцы должны быть испытаны на $1,5P_{\text{раб}}$ в течение 24 часов и $P_{\text{раб}}$ в течение 12 часов, где $P_{\text{раб}}=6,3\text{МПа}$.
- Установить ПНУ на подготовленную ровную площадку, насосные агрегаты располагаются рядом с ремонтным котлованом в соответствии с утверждённой схемой:

Подпорный насос ПН150-50 должен располагаться на расстоянии не менее 50 м от вантузов откачки и закачки нефти и на расстоянии не менее 40м от подпорного агрегата ЦНС150-50. Расстояние между основными

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист 46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

насосными агрегатами ПНУ должно быть не менее 8 м. Дизельная электростанция устанавливается на ровной площадке, на расстоянии не менее 50 м от мест откачки закачки нефти и от основного агрегата.

При расстановке оборудования должна обеспечиваться возможность маневрирования и беспрепятственного движения техники в экстренных случаях.

Требуется вести постоянное наблюдение за работой насосных агрегатов, состоянием трубопроводов, соединений рукавов, запорной арматуры.

Не допускать работу ПНУ при неисправных узлах и контрольно-измерительных приборах.

Не допускать на место производства работ людей не задействованных по наряду-допуску. Лица, не занятые на производстве работ по откачке нефти, должны быть удалены за пределы огражденной территории на безопасное расстояние, не менее чем на 50 м от агрегатов, напорного и всасывающего трубопровода и вантузов откачки-закачки.

Во время откачки-закачки нефти производится:

- Контроль за показаниями манометров и вакууметров, установленных на щите приборов ПНУ и в местах откачки-закачки нефти, величин давлений для соблюдения заданного режима работы нефтепровода и откачивающих агрегатов.
- Обеспечение работы насосных агрегатов и предотвращение образования вакуума открытием задвижек для подачи воздуха в опорожняемый участок нефтепровода.
- Учет количества откачиваемой нефти ведется по расходомерам, установленным на ПНУ. Учет количества откачиваемой нефти, технологические параметры работы насосов необходимо регистрировать в журналах.

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист 47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Для предупреждения работы насосных агрегатов в кавитационном режиме, по мере снижения давления и уровня нефти в нефтепроводе, насосные агрегаты следует последовательно выводить из работы; остановку агрегатов необходимо проводить в порядке, установленном инструкцией по эксплуатации насосных агрегатов; Устройство АКВ -211 «Игла» позволяет максимально раскатать полость трубопровода.

Не допускать загрязнения рабочей зоны нефтью. При появлении течи в соединениях и узлах обвязки насосных агрегатов, откачка и закачка нефти останавливается, выявленные неплотности устраняются, убирается разлитая нефть и загрязненный грунт, после чего откачка нефти возобновляется.

Запрещается устранять неплотности в соединительных узлах агрегатов и трубопроводов во время перекачки нефти.

Во время перекачки нефти потребуются заправка ПНУ и ДЭС. При заправке соблюдаться следующие меры безопасности:

- обеспечен беспрепятственный подъезд заправщика к насосным агрегатам и ДЭС;
- расстояние между топливозаправщиком и заправляемым агрегатом, должно быть не ближе 1,5 м;
- топливозаправщик должен быть заземлен штатным заземляющим устройством.

На весь период производства работ по врезке, вантузы для впуска-выпуска воздуха должны быть открыты.

При поступлении нефти соответствующей расчетному объему, и при отсутствии нефти на месте врезки секущие задвижки на ремонтируемом участке должны быть закрыты. Необходимо произвести своевременный выпуск воздуха в откачиваемый участок нефтепровода для более полной откачки нефти из ремонтируемого участка нефтепровода. Вантузную задвижку открыть по указанию ИТР, назначенного ответственным за откачку нефти, при давлении в точке впуска воздуха равном 0 кгс/см². В местах

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист 48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

впуска воздуха должен быть обеспечен контроль за движением воздуха (наличие избыточного давления/вакуума) через вантуз. Через технологические отверстия в нефтепроводе проводят контроль уровня оставшейся нефти с помощью алюминиевого стержня. После остановки раскачки в нефтепроводе засверливают контрольные отверстия рядом с местом откачки в самом низком уровне. С помощью алюминиевого стержня ведется контроль уровня оставшейся нефти, если в течение времени уровень нефти не увеличивается производится раскачка насосного оборудования и линии СРТ, демонтаж оборудования.

Дооткачка оставшейся нефти производится с помощью вакуумной установки АКН-10



Рисунок 13 – Агрегат для сбора газового конденсата и нефтепродуктов АКН-10 (шасси КамАЗ 43118-46)

Автоцистерна предназначена для сбора разлитой нефти, газового конденсата, нефтепродуктов и неагрессивных технологических жидкостей, а также для их транспортировки к местам утилизации и переработки. Автомобиль оборудован открывающимся днищем, что позволяет осуществить прочистку полости цистерны после окончания работ по откачке

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист 49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

нефти. АКН оборудован напорно-всасывающими шлангами с накидной гайкой, заборным устройством, фильтром. В транспортном положении свободные концы шлангов укладываются в пеналы, а середина рукавов фиксируется цепью к кронштейну на днище. В рабочем положении шланг крепится к заборному люку. На крышке горловины смонтирован предохранительный клапан двухстороннего действия, который предназначен для ограничения избыточного и вакууметрического давления внутри цистерны. Автоцистерна оборудована вакуумным компрессором ВК-6М2Н. Он предназначен для создания вакуума (при закачивании нефтепродуктов) или небольшого избыточного давления (при сливе нефтепродуктов) в цистерне автомобиля. Привод насоса осуществляется от коробки перемены передач автомобиля через коробку отбора мощности, карданный вал и клиноременную передачу.

Таблица 13 – Технические характеристики АКН-10

Вместимость цистерны, м ³	10
Время заполнения цистерны, мин.	17
Время слива цистерны, мин.	
самотеком	25
насосом	17
Максимальное давление в цистерне, МПа	
избыточное	0,3
отрицательное	0,7

При выполнении работ по откачке нефти с помощью АКН-10 требуется соблюдать требования безопасности. Нефтеборщик должен устанавливаться вне взрывоопасной зоны. Расстояние от входящего патрубка автоцистерны нефтеборщика до кромки котлована не менее 8 м. Нефтеборщик должен быть заземлен штатным заземлением, выполненным в виде гибкого медного проводника сечением не менее 6 мм². Сопротивление растекания тока не более 4 Ом. Всасывающий рукав должен быть защищен от статического электричества путем навивки медного многожильного проводника сечением не менее 6 мм² с шагом витка не более 0,1 м. Места прокладки рукавов

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

должны проходить в стороне от проездных путей с целью исключения наезда техники. При постановке нефтесборщика, под колеса с двух сторон должны быть установлены противооткатные упоры, исключающие самопроизвольное движение автомобиля. После окончания работ цистерна нефтесборщика должна быть пропарена, рукава для закачки нефти и отвода нефтяного газа должны быть очищены от нефтепродуктов.

3.6 Вырезка дефектного участка

Вырезка дефектного участка нефтепровода осуществляется безогневым способом, труборезной машинкой с электроприводом во взрывобезопасном исполнении с частотой вращения режущего инструмента не более 60 об/мин и подачей не более 30 мм/мин. До начала резки труб изоляционное покрытие в местах резки должно быть удалено по всей окружности трубы на ширину не менее 600 мм. Поверхность нефтепровода в местах резки должна быть очищена от остатков клея, праймера и мастики. Перед вырезкой трубы на нефтепроводе должна быть установлена шунтирующая перемычка из медного многожильного кабеля сечением не менее 16 мм². Вырезаемый участок также шунтируется с нефтепроводом. При вырезке соединительного элемента (тройника) между собой шунтируются все подходящие нефтепроводы и вырезаемый элемент. Концы шунтирующих перемычек должны иметь медные кабельные наконечники. Крепление шунтирующих перемычек к нефтепроводу, гибкими стальными лентами должно выполняться с помощью болтового соединения:

а) на невырезаемую часть нефтепровода – к гибким стальным лентам установленным с натяжкой на очищенную до металлического блеска поверхность трубы. Для выполнения соединения на хомуте должен быть приварен стальной болт с резьбой от М12 до М16;

б) на вырезаемую часть нефтепровода – к стальным болтам с резьбой от М12 до М16, приваренным к телу трубы при отсутствии загазованности в котловане

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		51

Длина шунтирующих перемычек должна обеспечивать свободный проход МРТ и демонтаж вырезанной заглушки из ремонтного котлована.

Работы при резке труб должны проводиться в следующей последовательности:

- 1) До начала работ - проверить комплектность, исправность и работоспособность применяемого оборудования.
- 2) Разметить место реза и установить МРТ на нефтепровод, при монтаже удерживать её подъемным сооружением до тех пор, пока не будут натянуты цепи вокруг тела трубы, провести выравнивание цепей;
- 3) Установить энергоустановку (щит управления) на расстоянии не менее 30 м от места проведения работ;
- 4) Выполнить подключение сетевой вилкой пульта управления МРТ к энергоустановке (щиту управления), заземлить МРТ и пульт управления МРТ, кратковременным включением проверить направление вращения фрезы;
- 5) Проверить силовые кабели на отсутствие внешних повреждений и уложить их на инвентарные стойки;
- 6) Подготовить емкость со смазочно-охлаждающей жидкостью вместимостью не менее 50 л и обеспечить постоянное охлаждение фрезы во время резки;
- 7) Удерживать вырезаемый участок трубы подъемным сооружением до окончания вырезки и последующего демонтажа.

При круговом движении МРТ по внешнему периметру трубопровода не допускать попадания силового и заземляющего кабелей, шунтирующих перемычек в зону работы фрезы. Прокладку силового кабеля от МРТ до пульта управления МРТ выполнить таким образом, чтобы исключить его натяжение на весь период резки и прохождения МРТ по внешнему периметру трубы. Для избежания защемления режущего диска фрезы при резке труб, вызванного освобождением напряжений в трубе, необходимо вбивать клинья в надрез через каждые 250-300 мм на расстоянии от 50 до 60 мм от режущего

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		52

инструмента. Клинья должны быть изготовлены из искробезопасного материала. Длина силового кабеля МРТ в траншее (котловане) должна быть достаточной для движения машинки вокруг трубы с целью исключения возможности его попадания под фрезу МРТ, повреждения от вращающихся частей машины, заземления цепью и роликом тележки.

При работе машинки необходимо постоянно контролировать отсутствие натяжения и заземления питающего силового кабеля МРТ. В случае образования натяжения или опасности заземления силового кабеля МРТ необходимо остановить работу машины, отключить кабель от источника питания, устранить натяжение и опасность заземления кабеля узлами машины.

При работе машинки необходимо постоянно контролировать отсутствие натяжения и заземления питающего силового кабеля МРТ. Грузоподъемные работы по монтажу и демонтажу МРТ, поддержке и удалению вырезаемого участка трубопровода должны выполняться с помощью подъемных сооружений.

Выполнение операций по монтажу МРТ на трубу и её демонтажу с трубы должно осуществляться с отключенной от энергоустановки (щита управления) сетевой вилкой пульта управления МРТ. Осветительное, насосное оборудование, вентиляторы, применяемые для проветривания рабочей зоны, газоанализаторы для контроля воздушной среды должны иметь взрывозащищенное исполнение.

Во время работы МРТ, категорически запрещается нахождение в котловане людей. Подача охлаждающей жидкости должна быть организована с бровки котлована.

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист 53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

3.6.1 Машина для безогневой резки труб МРТ 325-1420

Предназначена для резки труб диаметром 325...1420 мм лезвийным режущим инструментом с одновременной разделкой кромок под сварку. Применяется для выполнения работ по вырезке дефектных участков нефтепроводов и линейной арматуры при истечении нефти без избыточного давления и предварительного опорожнения трубы.

Машина состоит из электродвигателя, редуктора, тележки, фрезы фасонной конусной, цепей для крепления машины к трубе, пульта управления с кабелем, шаблона для установки машины на цепи. При диаметре нефтепровода 1220 мм на машинку монтируется отрезная фреза диаметром 140 мм. Для улучшения точности схождения реза предусматривается установка направляющих, которые располагаются на стороне противоположной режущему инструменту



Рисунок 14 – МРТ 325-1420

Таблица 14 – Технические характеристики МРТ 325-1420

Частота вращения режущего инструмента, об/мин	52,78
Подача режущего инструмента, мм/мин	30
Глубина прорезания фрезой Д 135×25, мм	16
Мощность, кВт	2,2
Число оборотов, об/мин	3000
Время реза трубы диаметром 1220 мм, мин	128

3.7 Демонтаж дефектного участка нефтепровода

Работы по подъему трубопровода из ремонтного котлована будут выполняться двумя трубоукладчиками Cat PL83.

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист 54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		



Рисунок 15 – Трубоукладчик Cat PL83

Работы по подъему и поддержанию трубопровода следует проводить после того, как ремонтируемый участок вскрыт. Работы проводятся в присутствии ответственного лица. Между машинистами трубоукладчиков должна быть обеспечена связь по рации. Строповка нефтепровода проводится съемными полотенцами. Стропальщик должны подобрать грузозахватные приспособления соответствующие массе и форме поднимаемого груза. Обвязку нефтепровода следует осуществлять в соответствии со схемой строповки, работать только в защитных касках. Обвязывать груз надлежит таким образом, чтобы во время его перемещения исключалось падение отдельных его частей и обеспечивалось устойчивое положение груза при перемещении. Перед строповкой нужно убедиться, что предназначенный к подъему груз ничем не укреплен, не защемлен, не завален и не примерз к земле. Перед подачей сигнала о подъеме груза стропальщик должен убедиться:

- что груз надежно закреплен и ничем не удерживается, а также не зацепится за посторонние предметы во время подъема;

– на грузе отсутствуют незакрепленные детали и инструмент, перед подъемом труб проверить, чтобы в них не было земли или других предметов, которые при подъеме могут выпасть;

– в отсутствии людей возле груза, между поднимаемым грузом и другим оборудованием.

Перед опусканием груза стропальщик обязан:

– подготовить площадку для укладки груза, предварительно осмотреть место, на которое необходимо опустить груз, исключить возможность падения, опрокидывания и сползания груза;

– на место установки груза предварительно уложить прочные прокладки для удобства извлечения стропов из-под груза;

– укладывание груза производить равномерно, без нарушения установленных для складирования габаритов и без загромождения проходов и проездов.

– снимать стропы с груза или крюка следует только после того как груз будет надежно установлен, а при необходимости и закреплен; По окончании работы очистить от грязи все канаты, цепи и грузозахватные приспособления.

После удаления дефектного участка нефтепровода из ремонтного котлована следует очистка нефтепровода передвижной паровой установкой ППУ.

Навесное оборудование смонтировано на шасси Урал, что позволяет переезжать в удобное для проведения работ место. Емкость заполняется специально подготовленной водой с жесткостью более 10 мг-экв/кг. В передней части монтажной рамы расположен паровой котёл, вентилятор высокого давления, насос для закачки питательной воды и топлива в котёл. Вода из цистерны с помощью плунжерного насоса нагнетается в змеевики котла. Проходя по змеевикам, вода нагревается горелочным устройством и превращается в пар. Образовавшийся пар подаётся через пропарочный рукав.

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист 56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

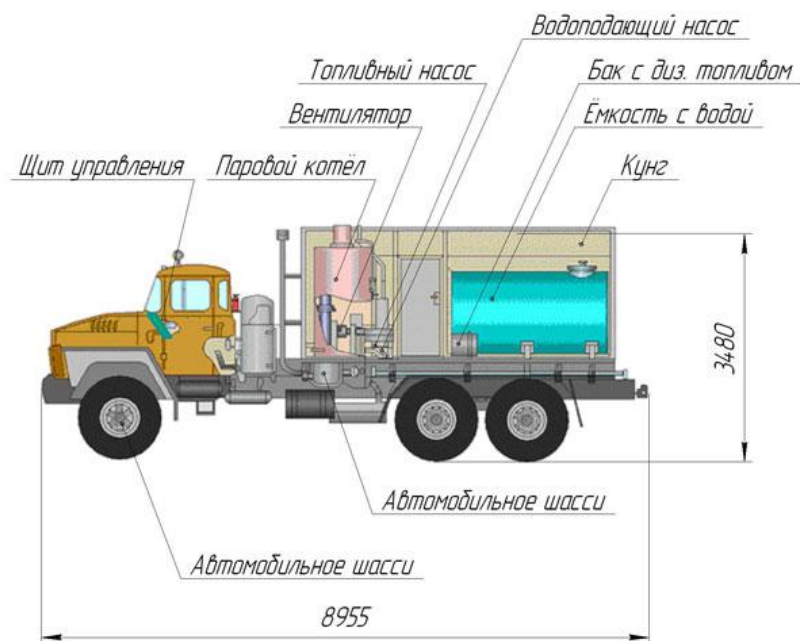


Рисунок 16 – ППУ на шасси Урал

Перед пропаркой работнику следует надеть плащ, резиновые сапоги, щиток для защиты лица, перчатки. Паровая передвижная установка (ППУ) должна размещаться на горизонтальном участке с наветренной стороны на заранее подготовленной площадке не ближе 25 м от места обработки объекта так, чтобы была возможность находиться у пульта управления и наблюдать за проведением работы. Под колеса автомобиля должны быть подложены противооткатные упоры. Перед началом работы производится пуск котла, проверяется наличие подачи воды плунжерным насосом, ее подогрев, контролируется давление пара. Во время работы котла машинист должен:

- поддерживать оптимальный режим работы установки, который обеспечивается регулировкой подачи топлива и воздуха в котел;
- следить за температурой вырабатываемого пара;
- контролировать уровень воды в водяном баке;
- правильно выбирать режим работы установки по давлению и температуре пара;
- при проведении работ по подогреву, отогреву, пропарке различных объектов использовать пар низких давлений и температур;

- при проведении депарафинизации и других ответственных работах следует работать при высоких давлениях и температурах пара;
- следить за выхлопом;
- своевременно принимать меры по устранению неисправностей во избежание забрасывания змеевиков и форсунки сажей;
- проверять работоспособность предохранительных клапанов;
- постоянно следить за состоянием уплотнений трубопроводов, шлангов и арматуры.

После завершения пропаривания внутренней полости трубы нефтепровода, рабочий котлован зачищается от остатков нефти, загрязненный грунт удаляется при помощи одноковшового экскаватора, в ремонтный котлован подсыпается слой чистого грунта. Внутренняя полость нефтепровода перекрывается многоразовым герметизатором типа Кайман и пневматическим заглушающим устройством ПЗУ, ГРК

3.8 Работы по герметизации нефтепровода

Герметизаторы предназначены для временного перекрытия внутренней полости нефтепровода, опорожненного от нефти, с целью предотвращения выхода горючих газов, нефти и её паров при ремонтно-восстановительных работах на линейной части магистральных нефтепроводов.

Таблица 15 – Технические характеристики герметизатора Кайман-1220

Максимальное удерживаемое статическое давление рабочей среды в нефтепроводе, не менее, МПа	0,3
Рабочее давление сжатого воздуха внутри герметизирующей оболочки, не более, МПа	2,0
Гарантируемое время рабочего цикла по перекрытию внутренней полости нефтепровода, не менее, час	48
Объем внутренней полости герметизирующей оболочки (P = 2,0 МПа), л	140
Назначенный срок службы, рабочий цикл, не менее	10
Допустимое искажение внутреннего диаметра трубы нефтепровода, не влияющее на перемещение герметизатора, не более, %	20

Выполнение работ по герметизации трубопроводов осуществляется по наряду-допуску на газоопасные работы. К наряду-допуску обязательно прилагается – «Контрольный лист проверки соответствия требуемых параметров безопасности при проведении газоопасных работ по герметизации внутренней полости нефтепровода». Перед началом работ с работниками должен быть проведен инструктаж с подписью в наряде-допуске. Перед производством работ проводится анализ воздушной среды лицами, прошедшим специальную подготовку, сдавший аттестационный экзамен в присутствии представителя Ростехнадзора и получивший допуск на проведение данного вида работ. Обязанности по проведению анализа воздушной среды возлагается приказом по предприятию, основанием для которого служит протокол экзаменационной комиссии. Лицо, проводящее анализ воздушной среды должны иметь при себе удостоверение. Исполнители работ должны быть обеспечены индивидуальными газоанализаторами-сигнализаторами.

Перед установкой герметизатор должен быть подвергнут визуальному осмотру с целью определения технического состояния. При этом необходимо обратить внимание на:

- соответствие исполнения герметизатора внутреннему диаметру ремонтируемого участка нефтепровода;
- отсутствие повреждений герметизирующей оболочки, центрирующих опор, рукавов давления и других устройств входящих в состав запасных частей и принадлежностей герметизатора;
- наличие крепежных элементов (болтов, винтов, гаек);
- проверить длину вырезанного участка нефтепровода на соответствие требованиям;
- проверить отсутствие выступающих во внутреннюю поверхность трубы деталей (чопиков) способных нанести повреждение герметизирующей оболочке.

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Герметизаторы должны быть оборудованы пневмопроводом, который при установке должен быть выведен через отверстие в стенке нефтепровода наружу и соединен с узлом (блоком) контроля давления в герметизаторе. Запрещается производить накачку и выпуск воздуха из герметизатора через открытый торец нефтепровода. Установка герметизаторов должна проводиться при отсутствии избыточного давления и притока нефти в нефтепроводе. Внутренняя полость нефтепровода должна быть полностью очищена от нефти, парафина, грязи и окалин на длину не менее 3,5 м. Герметизатор должен обеспечивать герметичность перекрытия полости нефтепровода в течение не менее 48 ч. Для защиты органов дыхания при проведении работ по установке герметизаторов рабочие используют противогазы типа ПШ-1, ПШ-2. Использование фильтрующих противогазов запрещается. Время пребывания работника в шланговом противогазе определяется нарядом-допуском, но не должно превышать 15 мин, с последующим отдыхом на чистом воздухе не менее 15 мин. Работы по установке герметизаторов в открытый торец нефтепровода, выпуску воздуха и демонтажу герметизатора из трубопровода после завершения работ, проводятся под руководством ИТР, ответственного за проведение данного вида работ. Запрещается нахождение персонала перед открытыми торцами нефтепровода при подаче воздуха в герметизаторы типа ГРК во время их установки, регулирования давления, сброса давления и демонтажа. Контроль за давлением воздуха (инертного газа) в герметизаторах должен осуществляться по манометру через каждые 30 мин. Контроль уровня нефти перед герметизаторами и избыточного давления газов или вакуума в нефтепроводе организовывается через отверстие диаметром 12 мм, просверленное в верхней образующей трубопровода на расстоянии не менее 40 м до герметизатора. На контрольных отверстиях устанавливаются маячки на алюминиевых стержнях и ведется постоянное наблюдение (каждый час) с целью своевременного обнаружения повышения давления газов или образования вакуума и поступления нефти в полость опорожненного участка

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист 60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

трубопровода. Для защиты персонала от опасных воздействий вакуума необходимо использовать защитные решетки, входящие в комплект вспомогательного оборудования. Защитная решетка должна устанавливаться на открытый торец трубопровода перед началом снижения давления воздуха в герметизаторе и демонтироваться только после его снижения до атмосферного. Для подачи газа в герметизирующую оболочку применяется компрессор. После частичного наполнения герметизирующей оболочки с помощью компрессора рабочее давление внутри герметизирующей оболочки устанавливается подачей газа из баллона со сжатым газом через редуктор. Если через 15 мин после установки герметизатора давление в эластичных оболочках герметизатора останется без изменения и обеспечится герметичность перекрытия нефтепровода (по результатам анализа воздушной среды в зоне проведения ремонтных работ и внутри трубы), то ремонтный персонал может приступать к выполнению сварочно-монтажных работ с соблюдением требований пожарной безопасности.

3.9 Проведение гидротестирования трубопровода

Сущность испытаний повышенным давлением заключается в нагружении участка трубопровода до заданного давления или достижения металлом труб фактического предела текучести и последующей проверке на герметичность.

В результате проведения испытаний достигается:

- выявление дефектов, критических при испытательном давлении;
- выявление утечек;
- снижение овальности труб;
- снижение локальных напряжений, возникающих при производстве труб и строительстве трубопровода;
- стабилизация докритических дефектов.

Трубы, запорная арматура и соединительные детали, монтируемые на трубопроводе, должны соответствовать требованиям, предъявляемым при

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	<i>Лист</i> 61
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

испытании трубопроводов повышенным давлением, это должно быть учтено при разработке технических условий на них. Рекомендуется проводить предварительное испытание крановых узлов запорной арматуры. Испытание участков трубопроводов производят водой. Скорость подъема давления при испытании трубопроводов должна находиться в пределах от $0,002 P_{исп}$ до $0,02 P_{исп}$ в минуту. Проверку на герметичность проводят в течение времени, необходимого для осмотра нефтепровода и выявления утечек, но не менее 12 часов.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность, если в течение времени выдержки под испытательным давлением не произошло его разрушение.

Если в процессе подъема давления или выдержки под давлением произошло разрушение трубопровода, то следует заменить разрушенный участок и повторить испытание.

В случае обнаружения утечки в процессе проверки трубопровода на герметичность необходимо устранить утечку и повторить проверку на герметичность.

В состав основных работ по испытанию каждого участка трубопроводов входят:

- подготовка к испытанию;
- промывка трубопровода, совмещенная с его наполнением водой;
- подъем давления до испытательного;
- выдержка под давлением испытания на прочность;
- снижение давления до 20 кгс/см^2 ;
- повторная выдержка под давлением испытания на прочность;
- снижение давления до рабочего;
- проверка на герметичность;
- сброс давления до $1-2 \text{ кгс/см}^2$ и подготовка к удалению воды;
- удаление воды из трубопровода;

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		62

- осушка трубопровода;
- восстановление нитки трубопровода.

При подготовке к испытанию трубопровода необходимо:

- установить охранную зону вдоль испытываемого участка;
- организовать на время испытаний систему связи;
- смонтировать наполнительные и опрессовочные агрегаты с системой их обвязки, шлейф подсоединения агрегатов к трубопроводу, испытать обвязочные и подсоединительные трубопроводы;
- проверить работоспособность и герметичность запорной арматуры;
- смонтировать узлы пуска и приема поршней;
- оборудовать водозабор;
- смонтировать резервуар для очистки воды;
- смонтировать сливной или перепускной патрубков с краном;
- подготовить резервуар-отстойник или следующий участок трубопровода для воды, сливаемой из испытанного участка трубопровода;
- оборудовать помещения для размещения персонала и измерительной аппаратуры;
- установить контрольно-измерительные приборы.

Давление в трубопроводе поднимают наполнительными агрегатами до величины максимально возможной по их техническим характеристикам, а затем – опрессовочным агрегатом – до давления испытания на прочность. Подъем давления производят непрерывно и плавно. После завершения гидроиспытания следует приступить к монтажу заменяемого участка нефтепровода.

3.10 Работы по размагничиванию перед сваркой

При выполнении сварочных работ возникает эффект «магнитного дутья» причиной которого является остаточная намагниченность трубопровода. Причинами намагниченности являются: являются магнитное

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

поле Земли, упругие механические напряжения, технологическая намагниченность труб при их изготовлении и транспортировке, остаточная намагниченность после применения магнитных дефектоскопов. Намагниченность плохо влияет на процесс сварки, ухудшается стабильность процесса, происходит разбрызгивание металла, в сварном шве образуются дефекты типа пор, несплавлений, непроваров, шлаковых включений, происходит обрыв дуги и залипание электрода. Размагничивание является неотъемлемой технологической операцией для выполнения качественного сварного соединения

Размагничивание проводится по схеме, показанной на рисунке 16

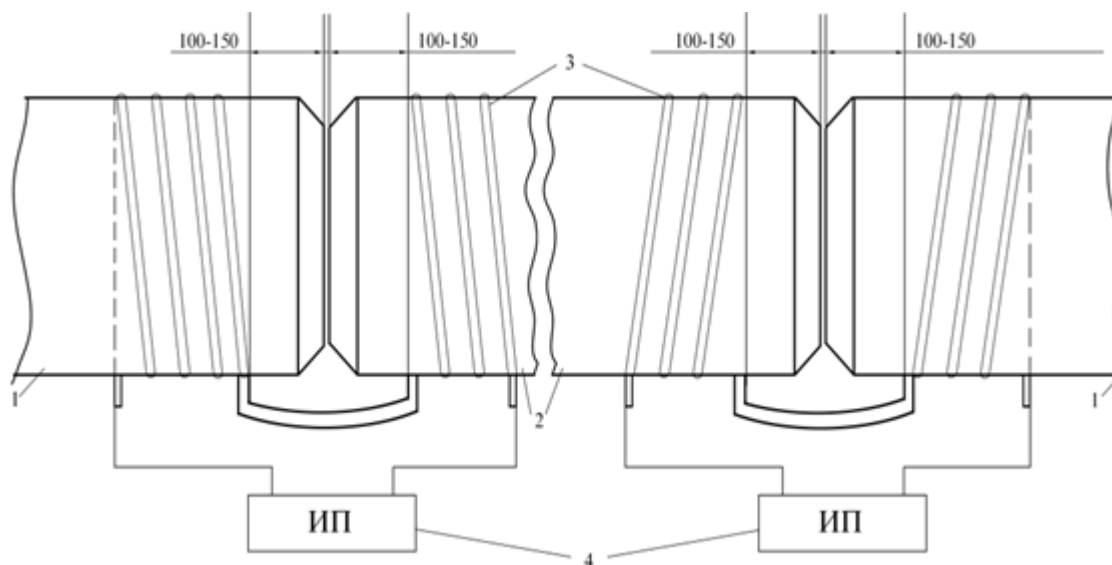


Рисунок 17 – Схема размагничивания кромок стыкуемого нефтепровода

Условные обозначения: 1 – размагничиваемый нефтепровод, 2 – участок монтируемого нефтепровода, 3 – кабель размагнитки, 4 – источник питания.

На расстоянии 100...150 мм от кромки на концы стыкуемых элементов проводится намотка кабеля плотными, равномерными и однорядными витками. Намотка кабеля должна проводиться в одном направлении, количество витков определяется величиной намагниченности. На конец трубы нефтепровода, имеющего большую намагниченность, наматывается от 7 до 11 витков, на конец монтируемого участка – от 3 до 5 витков кабеля. Для размагничивания труб должен применяться гибкий кабель с сечением 35-50

мм². Кабель не должен иметь повреждений изоляции. Подключение кабеля к источнику питания необходимо производить при помощи медных кабельных наконечников. Перед началом работ необходимо проверить исправность: изоляции кабелей для размагничивания, приборов для определения магнитного поля, плотность соединений всех контактов. Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление, оборудование узла размагничивания должно быть надежно защищено от попадания осадков.

3.11 Сварочно-монтажные работы

В процессе подготовки к сварке необходимо:

- очистить внутреннюю полость труб и деталей трубопроводов от попавшего грунта, снега и т. п. загрязнений, а также механически очистить до металлического блеска кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб, деталей трубопроводов, патрубков запорной арматуры на ширину не менее 15 мм;
- осмотреть торцы труб (переходных катушек, переходных колец) и запорной арматуры. Внутренняя поверхность задвижек и обратных клапанов перед началом работ должна быть защищена от попадания грязи, брызг металла, окалины, шлака и других предметов согласно рекомендациям предприятия-изготовителя. Для этой цели могут быть также использованы резиновые коврики, заглушки из дерева и прокладки из негорючих тканевых, пластиковых материалов;
- осмотреть поверхности кромок свариваемых элементов. Устранить шлифованием на наружной поверхности неизолированных торцов труб или переходных колец царапины, риски, задиры глубиной до 5 % от нормативной толщины стенки, но не более минусовых допусков на толщину стенки, оговоренных в соответствующих нормативных документах ОАО «АК «Транснефть» на трубы;

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист 65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

- удалить усиление наружных заводских продольных и спиральных швов до величины от 0 до 0,5 мм на участке шириной от 10 до 15 мм от торца трубы.

Первоначальной задачей является подготовка кромок нефтепровода к сварке. Для подготовки кромок применяется машина резки труб «Орбита-Р».

3.11.1 Машина для резки труб «Орбита-Р»

«Орбита-Р» предназначена для кислородной резки стальных труб в полевых условиях и условиях промышленных предприятий.



Рисунок 18 – «Орбита-Р»

«Орбита-Р» состоит из следующих элементов тележка, натяжное устройство, цепь, блок резки, пояс; Тележка движется по трубе по приводной цепи. Цепь разборная и количество звеньев может варьироваться до требуемой величины в зависимости от диаметра разрезаемой трубы. Блок резки состоит из суппорта, закрепленного на штанге, закрепленной в корпусе тележки. Конструкция суппорта позволяет устанавливать резак под различными углами к оси трубопровода, перемещать и фиксировать резак на различной высоте. Резка проводится кислородом и пропаном, шланги от газовых баллонов подводятся к газовому коллектору машины, от коллектора к резаку. Поворачивая ручку машина двигается по окружности трубы.

Таблица 16 – Технические характеристики «Орбита-Р»

Диаметр разрезаемых труб, мм	320-1420
Толщина стенки трубы, мм	5-75
Расход газа, м ³ /ч	
кислород	12
пропан	0,55
Масса машины в комплекте, кг	34

Металл кромок должен быть удален на глубину не менее 1 мм от поверхности реза. Сборка стыков труб, переходных колец и запорной арматуры производится с применением центратора, подготовленного для сборки стыка с различными наружными диаметрами соединяемых элементов. Центраторы предназначены для центровки торцов труб перед сваркой стыков при строительстве и ремонте трубопроводов. Наружные центраторы обеспечивают качественную центровку и непрерывный цикл сварки стыков, удобны в эксплуатации, облегчают труд работников, занятых строительством и ремонтом трубопроводов



Рисунок 19 – Центратор наружный звенной ЦЗН 1220

Перед началом выполнения сварки корневого слоя шва или установкой прихваток, производится подогрев торцов труб и прилегающих к ним участков. Температура предварительного подогрева концов труб зависит от эквивалента углерода $C_{\text{э}}$, толщины стенки трубы, температуры окружающего воздуха и вида электрода применяемого для сварки.

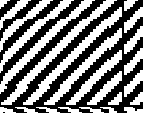
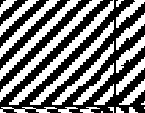
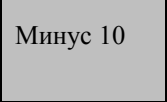
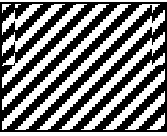
Допускается проведение сопутствующего подогрева с помощью однопламенных горелок. При снижении температуры предварительного

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист 67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

подогрева непосредственно перед сваркой корневого слоя шва:

- на 10 °С ниже установленной температуры 50 °С;
- на 20 °С ниже установленной температуры 100 °С;
- на 30 °С ниже установленных температур 150 °С и 200 °С.

Таблица 17 – Условия предварительного подогрева при сварке
корневого слоя шва электродами с целлюлозным видом покрытия

№ п/п	Эквивалент углерода металла трубы, %	Температура предварительного подогрева, °С, при толщине стенки трубы, мм						
		До 8,0	От 8,1 до 10	От 10,1 до 12	От 12,1 до 14	От 14,1 до 16	От 16,1 до 18	От 18,1 до 20
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Менее 0,41 включ.		Минус 10	0				
2	От 0,42 до 0,46		0					
Примечания 1  – подогрев до 50 °С при температуре окружающего воздуха ниже 0 °С и/или при наличии влаги на кромках трубы. 2  Минус 10 – подогрев 100 °С при температуре окружающего воздуха ниже указанной и до 50 °С при температуре окружающего воздуха более указанной. 3  – подогрев до 100 °С независимо от температуре окружающего воздуха. 4  – подогрев до 150 °С независимо от температуре окружающего воздуха. 5 Сварка электродами с целлюлозным видом покрытия при температуры окружающего воздуха ниже минус 20 °С запрещена.								

Температуру предварительного подогрева стыков труб различных прочностных классов, разнотолщинных труб или разнотолщинных соединений устанавливают по максимальному значению, требуемому для одного из стыкуемых элементов. Контроль соблюдения требований по

температуре предварительного подогрева производится поверенным контактным или бесконтактным термометром с погрешностью измерений не более 10°C или термокарандашами. С целью предотвращения быстрого остывания стыков после сварки следует применять защитные теплоизолирующие пояса (кожухи).

3.12 Технология ручной электродуговой сварки

Качество сварных швов зависит от правильного выбора основных параметров ведения сварочных работ: величины зазора, марки и диаметра электродов, параметров режима сварки (сила тока, напряжение, полярность). Ручную дуговую сварку следует выполнять электродами с основным покрытием.

Для сварки используется Сварочный аппарат Lincoln Electric Invertec V350-PRO. Invertec V350-PRO – это гибкий, многофункциональный источник питания, отличающийся низким весом и высокой мобильностью. V350-PRO пригоден для сварки штучными электродами и порошковой проволокой, аргонодуговой сварки на постоянном токе, сварки в защитном газе и дуговой резки, что делает его самым универсальным источником питания в своем классе.



Рисунок 20 – Сварочный аппарат Lincoln Electric Invertec V350-PRO

Достоинства: возможность регулирования форсирования дуги, плавная регулировка индуктивности, возможность применения различных типов электродов, высокая мобильность и компактность, простота в использовании

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		69

и обслуживании, возможность простого управления и смены полярности, понятная панель управления, функция распознавания подающего механизма и возможность использования дистанционного управления, возможность использования различных проволок. Возможность проведения работ при напряжении 42 и 115 В.

Таблица 18 – Технические характеристики Lincoln V350-PRO

Напряжение сети, В	380
Пределы регулирования тока, А	15-425
Регулировка тока	плавная
Диаметр электрода, мм	2,0-8,0
Габариты, мм	376×338×709
Вес, кг	38

Сварку корневого слоя шва следует осуществлять на постоянном токе прямой или обратной полярности. Сварку заполняющих и облицовочного слоев шва электродами с основным видом покрытия следует осуществлять на постоянном токе обратной полярности электродами диаметрами 3,0; 3,2; 4,0 мм. Подварка (если она установлена) должна осуществляться электродами с основным видом покрытия на постоянном токе обратной полярности методом «на подъем». Подварочный шов должен иметь ширину от 8 до 10 мм, усиление от 1 до 3 мм с плавным переходом к основному металлу. При выполнении сварки стыков с толщинами стенок более 12 мм с углом наклона оси трубопровода к горизонту более 25° применяется валиковая сварка облицовочного слоя.

Максимальное значение ширины одного слоя сварного шва (заполняющего, облицовочного) выполняемого электродами с основным видом покрытия методом «на подъем» не должно превышать значений:

- при диаметре электрода 2,5; 2,6 мм – 10 мм;
- при диаметре электрода 3,0; 3,2 мм – 16 мм;
- при диаметре электрода 4,0 мм – 20 мм.

Режимы ручной дуговой сварки электродами с основным видом покрытия методом «на подъем» приведены в таблице 17. Минимальное число

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		70

слоев шва при сварке электродами с основным видом покрытия «на подъем» приведено в таблице 18. Число слоев указано без учета подварочного слоя. Высота каждого слоя не должна превышать 4 мм.

Таблица 19 – Режимы ручной дуговой сварки электродами с основным видом покрытия методом «на подъем»

Наименование слоя	Диаметр электрода, мм	Сварочный ток, А		
		нижнее положение сварки	вертикальное положение сварки	потолочное положение сварки
Корневой	2,5/2,6	от 80 до 90	от 70 до 90	от 70 до 80
	3,0/3,2	от 90 до 120	от 90 до 110	от 80 до 110
Подварочный	3,0/3,2	от 90 до 120	от 90 до 110	от 80 до 110
	2,5/2,6	от 70 до 90	от 70 до 80	от 70 до 80
Заполняющий	3,0/3,2	от 100 до 120	от 90 до 110	от 80 до 110
	4,0	от 130 до 160	от 120 до 160	от 120 до 150
Облицовочный	3,0/3,2	от 100 до 120	от 90 до 110	от 80 до 110
	4,0	от 130 до 160	от 120 до 160	от 120 до 150

Контроль качества сварных соединений при ремонте с заменой участка трубопровода производится:

- пооперационным контролем в процессе сборки и сварки;
- визуальным контролем и обмером сварных соединений;
- проверкой сварных швов неразрушающими методами контроля (радиографическим и ультразвуковым).

При пооперационном контроле проверяются:

- а. соответствие разделки кромок под сварку;
- б. качество зачистки кромок и прилегающих к ним наружной и внутренней поверхности;
- в. соблюдение допустимой разнотолщинности свариваемых труб;
- г. величина смещения стыкуемых кромок;
- д. величина технологических зазоров в стыках;
- е. соответствие температуры предварительного подогрева установленным требованиям;

g. величина смещения продольных заводских швов ремонтируемого трубопровода и монтируемой «катушки»;

h. применяемые сварочные материалы и режимы сварки;

i. качество формирования швов;

j. скорость ветра;

k. наличие инвентарного укрытия при осадках и ветре.

При визуальном -измерительном контроле проверяются:

– наличие клейм сварщиков, выполнявших сварку;

– отсутствие дефектов, сопутствующих сварке;

– соответствие геометрических размеров и формы сварного стыка нормативно техническим требованиям;

– отсутствие следов зажигания дуги на теле трубы.

Таблица 20 – Минимальное число слоев шва при сварке электродами с основным видом покрытия методом «на подъем»

Толщина стенки трубы, мм	Минимальное число слоев
от 3 до 7	2
от 7 до 11,8	3
от 12 до 15,3	4
от 15,7 до 18,7	5
от 19 до 20	6
более 20	В соответствии с технологической картой

Все сварные соединения должны подвергаться контролю неразрушающими методами. Внешний вид и геометрические параметры сварных соединений магистральных трубопроводов, оцениваемые по результатам ВИК, должны соответствовать требованиям операционной технологической карты аттестованной технологии сварки, в частности:

- облицовочный слой шва должен перекрывать основной металл на расстояние от 1,5 до 2,5 мм с каждой стороны разделки без образования подрезов по кромкам и иметь усиление от 1,0 до 3,0 мм
- участки поверхности облицовочного слоя с грубой чешуйчатостью (превышение гребня над впадиной составляет 1 мм и более),

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист 72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

а также участки с превышением усиления шва следует обработать шлифовальным кругом или напильником;

При выполнении облицовочного слоя шва в два, три валика должны выполняться следующие условия:

- каждый последующей валик должен перекрывать предыдущий не менее чем на $\frac{1}{3}$ его ширины;
- глубина межваликовой канавки должна быть не более 1,0 мм, что определяется разностью между высотой валика в его верхней точке и высотой шва в месте расположения соседней канавки при установке шаблона на тело трубы;
- высота усиления по периметру центральной оси каждого из валиков не должна превышать 3,0 мм.

Ремонт сварного шва, в том числе подварочного осуществляется ручной дуговой сваркой электродами с основным видом покрытия. Допускается ремонт следующих дефектов: несоответствие параметров геометрических размеров формы шва, незаваренные кратеры, прожоги, наплывы, свищи, усадочные раковины, шлаковые включения, пор, непровары, несплавления, подрезы глубиной не более 20% толщины трубы. Ремонт трещин не допускается. Суммарная длина участков шва с недопустимыми дефектами не должна превышать $\frac{1}{6}$ периметра стыка. Максимальная длина единовременно ремонтируемого участка не должна превышать 10 % длины окружности сварного соединения. Ремонт стыков труб диаметром до 1020 мм осуществляют только снаружи, а труб диаметром от 1020 мм и более – снаружи или изнутри, в зависимости от глубины залегания дефекта и наличия доступа к стыку изнутри трубы. Работу на стыке от начала до конца выполняет один сварщик. Все отремонтированные участки стыка должны быть подвергнуты ВИК и неразрушающему контролю.

3.13 Классификация дефектов

В процессе образования сварного соединения в металле шва и зоне

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист 73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

термического влияния могут возникать дефекты, т.е. отклонения от установленных норм и требований, приводящие к снижению прочности, эксплуатационной надежности, точности, а также ухудшению внешнего вида изделия. Дефекты сварных соединений различают по причинам возникновения и месту их расположения. Дефекты сварных швов являются следствием неправильного выбора или нарушения технологического процесса, применения некачественных сварочных материалов и низкой квалификации сварщика. Дефекты разделяются на внешние и внутренние. К внешним относятся: нарушение установленных размеров и формы шва, непровар, подрез зоны сплавления, поверхностное окисление, прожог, наплыв, поверхностные поры, незаваренные кратеры и трещины на поверхности шва. К внутренним дефектам относятся: внутренние поры, неметаллические включения, непровар и внутренние трещины. Нарушение установленных размеров и формы шва выражается в неполномерности ширины и высоты шва, в чрезмерном усилении и резких переходах от основного металла к наплавленному. Эти дефекты при ручной сварке являются результатом низкой квалификации сварщика, плохой подготовки свариваемых кромок, неправильного выбора сварочного тока, низкого качества сборки под сварку.

Непровар (местное несплавление свариваемых кромок основного и наплавленного металла) – следствие низкой квалификации сварщика, некачественной подготовки свариваемых кромок (малый угол скоса, отсутствие зазора, большое притупление), смещения электрода к одной из кромок, быстрого перемещения электрода по шву.

Подрез зоны (узкие углубления в основном металле вдоль края сварного шва) образуется при сварке большим током или удлиненной дугой, при завышенной мощности горелки, неправильном положении электрода или горелки и присадочного прутка.

Поверхностное окисление – окисление металла шва и прилегающего к нему основного металла. Причинами поверхностного окисления являются:

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		74

сильно окисляющая среда, большая длина дуги, чрезмерно большая мощность сварочной горелки или слишком большой сварочный ток, медленное перемещение электрода или горелки вдоль шва.

Прожог – сквозное отверстие в сварном шве. Основные причины прожога: большой сварочный ток, завышенная мощность сварочной горелки, малая толщина основного металла, малое притупление свариваемых кромок и неравномерный зазор между ними по длине.

Наплывы – результат натекаания наплавленного металла на непрогретую поверхность основного металла или ранее выполненного валика без сплавления с ним. Такие дефекты возникают при низкой квалификации сварщика, недоброкачественных электродах и несоответствии скорости сварки и сварочного тока разделке шва.

Поверхностные и внутренние поры возникают вследствие попадания в металл шва газов (водород, азот, углекислый газ и др.), образовавшихся при сварке. Водород образуется из влаги, масла и компонентов покрытия электродов. Азот в металл шва попадает из атмосферного воздуха при недостаточно качественной защите расплавленного металла шва. Оксид углерода образуется в процессе сварки стали при выгорании углерода, содержащегося в металле. Если свариваемая сталь и электроды имеют повышенное содержание углерода, то при недостатке в сварочной ванне раскислителей и при большой скорости сварки оксид углерода не успевает выделиться и остается в металле шва. Таким образом, пористость является результатом плохой подготовки свариваемых кромок (загрязненность, ржавчина, замасленность), применения электродов с сырым покрытием, влажного флюса, недостатка раскислителей, больших скоростей сварки.

Неполномерность швов устраняется наплавкой дополнительного слоя металла. При этом наплавляемую поверхность необходимо тщательно очистить до металлического блеска абразивным инструментом или металлической щеткой. Чрезмерное усиление шва устраняют с помощью абразивного инструмента или пневматического зубила.

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист 75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Непровар, кратеры, пористость и неметаллические включения устраняют путем вырубки пневматическим зубилом или расчистки абразивным инструментом всего дефектного участка с последующей заваркой. Часто применяют выплавку дефектного участка резакom поверхностной кислородной или воздушно-дуговой резки.

Подрезы заваривают тонкими валиковыми швами. Наплывы устраняются обработкой абразивным инструментом или с помощью пневматического зубила.

Наружные трещины устраняются разделкой и последующей заваркой. Для предупреждения распространения трещины по концам ее сверлят отверстия. Разделку трещины выполняют зубилом или резакom. Кромки разделки зачищают от шлака, брызг металла, окалины и заваривают. Швы с внутренними трещинами вырубают и заваривают заново. При наличии сетки трещин дефектный участок вырезают и взамен сваркой накладывают заплату.

3.14 Способы контроля качества сварных соединений

Сварные соединения считают качественными, если они не имеют недопустимых дефектов и их свойства удовлетворяют требованиям, предъявляемым к ним в соответствии с условиями эксплуатации сварного узла или конструкции. Сварное соединение проверяется внешним осмотром, металлографическими исследованиями, химическим анализом, механическими испытаниями, просвечиванием рентгеновскими лучами и гамма-излучением, магнитными методами и с помощью ультразвука. Предварительно сварное соединение очищают от шлака, окалины и металлических брызг. Внешний осмотр выявляет наружные дефекты шва. Осмотр производят невооруженным глазом или с помощью лупы с десятикратным увеличением. Размеры сварных швов проверяют шаблонами и мерительным инструментом.

Рентгенодефектоскопия основана на различном поглощении лучей металлом и неметаллическими включениями. Этим методом обнаруживают поры, трещины, непровары, шлаковые включения. Рентгеновские лучи

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	<i>Лист</i> 76
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

направляют на сварной шов, а с обратной стороны прикладывают рентгеновскую или фотографическую пленку со светочувствительной эмульсией. Дефектные места шва пропускают лучи с меньшим поглощением, чем сплошной металл. После проявления на пленке хорошо видны очертания дефектов шва. Рентгеновская трубка изолируется защитным свинцовым кожухом, в котором имеется узкая щель для выхода лучей, направляемых на контролируемое изделие. Для контроля в монтажных условиях очень удобны малогабаритные отечественные рентгеновские аппараты типов РУП-120-5-1, ИРА-1Д, ИРА-2Д, РИНА-ЗД. Просвечивание гамма-излучением также основано на свойствах различного поглощения лучей металлом и неметаллическими включениями. Гамма-излучение действует на пленку так же, как и рентгеновские, показывая очертания дефектов сварного шва. Гамма-излучение получается при ядерном распаде естественных и искусственных радиоактивных веществ (радия, мезотория, кобальта, цезия, иридия и др.). Наибольшее распространение получили более дешевые радиоактивные изотопы кобальта Co , цезия ^{137}Cs и иридия. Гамма-излучение обладает большой проникающей способностью и позволяют контролировать металл с большой толщиной стенки. Гамма-просвечивание значительно проще, чем просвечивание рентгеновскими лучами, однако гамма-излучение вредно для человека. Поэтому ампула с радиоактивным веществом помещается в специальные переносные свинцовые контейнеры

или в стационарные аппараты с дистанционным управлением. Контейнер устанавливают против контролируемого участка, а с обратной стороны сварного шва помещают кассету с пленкой. Затем с помощью дистанционного управления выдвигают ампулу из аппарата или открывают щель в контейнере для выхода гамма-излучения.

Ультразвуковой метод контроля основан на способности ультразвуковых колебаний проникать в толщу металла на значительную глубину и отражаться от неметаллических включений и других дефектных участков шва. Ультразвуковые дефектоскопы работают по следующему

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист 77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

принципу. Пластика из кварца или сегнетовой соли под действием переменного электрического поля высокой частоты дает ультразвуковые колебания, которые с помощью щупа направляются на проверяемое сварное соединение. На границе между однородным металлом и дефектом эти волны частично отражаются и воспринимаются второй пластинкой. Под действием переменного давления ультразвуковой волны на гранях этой пластинки появляется переменная разность потенциалов, зависящая от интенсивности отраженной волны. Электрические колебания от граней пластинки усиливаются и направляются в осциллограф. На экране осциллографа одновременно изображаются импульсы излучаемой и отражаемой от дефектов волн. По относительному расположению этих импульсов и по интенсивности отраженного импульса можно судить о местонахождении и характере дефекта в сварном шве. В настоящее время выпускают ультразвуковые дефектоскопы. Они работают на одной пластинке, которая подает короткими импульсами ультразвуковые волны на контролируемый шов. Отраженные волны воспринимаются этой же пластинкой в промежутки времени между импульсами излучения. При этом получается высокая четкость излучаемых и отраженных ультразвуковых волн. Ультразвуковой метод контроля позволяет обнаружить все основные дефекты сварных швов. Кроме того, ультразвуковые дефектоскопы типа УЗД-7н имеют специальное приспособление для настройки на заданную толщину шва и определения глубины расположения обнаруженного дефекта. Недостатками метода ультразвукового контроля являются трудности проверки швов толщиной менее 10 мм и определения характера дефекта.

3.15 Заварка контрольных отверстий

Контрольные отверстия заглушаются металлическими пробками (чопиками) и обвариваются. Далее необходимо ликвидировать вантузы. При выполнении работ по ликвидации вантуза отверстие в магистральном нефтепроводе перекрывается с помощью приспособления для перекрытия патрубков типа «Пакер». Приспособления для перекрытия патрубка

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

трубопровода – предназначено для производства работ по замене и удалению фланцевых и приварных задвижек, на отводах без опорожнения трубопровода. Приспособление может применяться: для замены прокладок крышек задвижек, сальниковых набивок у штока задвижки, задвижек, для ликвидации вантузов с монтажом сферической заглушки.

Таблица 21 – Технические характеристики ППП-150 «Пакер»

Условный диаметр задвижек, мм	150
Внутренний диаметр патрубка, мм	130-142
Внутренний диаметр патрубка, мм	143+1,2
Диаметр герметизатора, мм	138-0,6

Устройство включает в себя приспособление, содержащее полый цилиндрический корпус, в основании которого установлен фланец, в полости корпуса с возможностью вращения при помощи независимого ручного привода установлена пиноль, снабженная центральным штоком, на конце которого размещена отделяемая заглушка. Отделяемая заглушка выполнена в виде сменной перекрывающей головки.

Приспособление применяется на:

1. действующем нефтепроводе при давлении 0,02 МПа до 2,0 МПа
2. остановленном нефтепроводе при давлении 0,02 МПа до 2,5 МПа

Угол установки вантуза и задвижки относительно патрубка не превышает 3°.

После окончания герметизации отверстия приспособление демонтируется с вантузной задвижки. Задвижка демонтируется с нефтепровода при помощи углошлифовальной машинки под верхнюю образующую патрубка, на патрубок приваривается сферическая заглушка. Сварные соединения проверяются дефектоскопистами. После положительного заключения о качестве сварных соединений приступают к работам по изолированию сварных соединений нефтепровода. Изоляция стыков труб выполняется с помощью термоусаживающих лент «ТЕРМА» или ДРЛ-Л, манжеты ТИАЛ-М и ТИАЛ-М80. Они представляют собой двухслойную ленту (слой термоплавкого клея и слой полиэтиленовой термо-

и светостабилизированной основы). Благодаря термоусадке (при внешнем нагревании) такая лента плотно обжимает изолируемую поверхность, термоплавкий клей заполняет все неровности стальной поверхности, околосшовную зону, переходы от стальной поверхности к полиэтиленовой изоляции труб. Лента наносится на нефтепровод рунным способом с постоянным натяжением для более плотной усадки, перед применением рекомендуется выдержать ленту в теплом помещении (+15 - +40°C). Необходимо вести постоянный контроль за процедурой изолирования поверхности. Рекомендуемый размер термоусаживающих лент ТИАЛ-М: Диаметр нефтепровода 1220 мм, длина манжеты 4,20 м, толщина 2,4 мм. Сплошность изоляционного покрытия (наличия сквозных дефектов) контролируют визуально и искровым дефектоскопом различных типов. При наличии сквозного дефекта в покрытии между щупом и трубопроводом происходит искровой разряд, сопровождаемый характерным треском, а в рукоятке штанги загорается электрическая лампочка. При нанесении пленочной изоляции контролируются следующие параметры: адгезия, сплошность, число слоев, ширина нахлеста.

3.16 Обратная засыпка нефтепровода

После завершения укладочных работ следует засыпать траншею. При засыпке трубопровода следует обеспечить сохранность труб и изоляционного покрытия, а также полное прилегание трубопровода ко дну траншеи.

Засыпка ремонтного котлована выполняется бульдозером или экскаватором. Котлован должен быть засыпан не позднее 24 часов после вывода нефтепровода на технологический режим работы в соответствии с утвержденным технологическим режимом работы. Засыпку трубопровода бульдозерами следует выполнять косопоперечными проходами с целью исключения прямого динамического воздействия падающих комьев грунта и крупных включений на трубопровод. При наличии горизонтальных кривых на трубопроводе вначале следует засыпать криволинейный участок, начиная с его середины. На участках с вертикальными вогнутыми кривыми

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист 80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

трубопровода (в оврагах, балках и т.п.) засыпку следует производить снизу вверх. Запрещается использование плодородного слоя почвы для засыпки котлована после окончания работ. Окончательная засыпка нефтепровода проводится грунтом из отвала.

Засыпка нефтепровода с учётом рекультивации грунта должна выполняться с образованием валика высотой до 20 см. По ширине валик должен перекрывать ремонтный котлован не менее чем на 0,5 м в каждую сторону от его границ. На участок, подлежащий рекультивации, по окончании ремонтных работ следует нанести и спланировать плодородный слой грунта.

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

4. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Целью является определение суммарных потерь напора в магистральном нефтепроводе (нефтепродуктопроводе) и полного напора, необходимого для перекачки нефти (нефтепродукта) по магистральному нефтепроводу (нефтепродуктопроводу), т.е. гидравлического сопротивления нефтепровода.

Таблица 22 Исходные данные

Параметры нефтепровода	Значение
Наружный диаметр, мм	1220
Толщина стенки, мм	12
Плотность нефти, кг/м ³	840
Годовой объем перекачки, млн.тонн/год	40
Шероховатость стенки, мм	0,1
Рабочее давление, МПа	5,9
Разница абсолютных высот, м	200
Кинематическая вязкость нефти, м ² /с	0,8154*10 ⁻⁴

Определяем объемную секундную пропускную способность нефтепровода

$$Q_c = G_g / (350 * 24 * 3600 * r),$$

где G_g – массовая годовая пропускная способность нефтепровода (нефтепродуктопровода), кг/год;

24 – количество часов в сутках;

3600 – количество секунд в часе;

r – плотность перекачиваемой нефти, кг/м³;

$$Q_c = 40 * 10^9 / (350 * 24 * 3600 * 840) = 1,57 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Определяется внутренний диаметр нефтепровода, мм

$$d = D_n - 2 * d,$$

где D_n – наружный диаметр нефтепровода, мм;

d – толщина стенки, мм;

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА			
Изм	Лис	№ докум.	Подп.	Дат				
Разраб.		Тепляков А.А.			РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ		Лист	Листов
Провер.		Шмурыгин В.А.					82	102
							ТПУ гр. 3-2Б21Т	
Зав. Каб.		Рудаченко А.В.						

$$d = 1220 - 2 \cdot 12 = 1196 \text{ мм.}$$

Находим скорость движения нефти в трубопроводе

$$V = 4 \cdot Q_c / \pi \cdot d^2,$$

где Q_c – пропускная способность нефтепровода, $\text{м}^3/\text{с}$;

d – внутренний диаметр нефтепровода, мм;

$$V = 4 \cdot 1,57 / 3,14 \cdot (1,196)^2 = 1,39 \text{ м/с.}$$

Определяется режим движения нефти (нефтепродукта), который характеризуется величиной числа Рейнольдца

Определяем число Рейнольдца

$$Re = V \cdot d / \nu_p,$$

где ν_p – кинематическая вязкость нефтепродукта, $\text{м}^2/\text{с}$;

V – скорость движения нефти в трубопроводе;

d – внутренний диаметр нефтепровода, мм

$$Re = 1,39 \cdot 1,196 / 0,8154 \cdot 10^{-4} = 20523.$$

Режим течения нефти турбулентный $Re > 2300$.

Турбулентное движение – это движение жидкости при больших скоростях, при котором в движении жидкости нет закономерности и отдельные частицы, перемешиваясь между собой, движутся хаотично.

Определяем шероховатость труб:

$$e = K_z / d,$$

где K_z Шероховатость стенки нефтепровода, мм;

d внутренний диаметр нефтепровода, мм;

$$e = 0,1 / 1196 = 8,36 \cdot 10^{-5}.$$

Определяем первое переходное число Рейнольдца:

$$Re_1 = 10/e,$$

где e – шероховатость труб;

$$Re_1 = 10 / 8 \cdot 10^{-5} = 125000.$$

Так как $Re < Re_1$, то течение нефти происходит в зоне гидравлически гладких труб и коэффициент гидравлического сопротивления вычисляется по формуле:

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		83

$$l = 0,3164 / \text{Re}^{0,25},$$

где Re – число Рейнольдса

$$l = 0,3164 / (20523)^{0,25} = 0,0264.$$

Вычисляем гидравлический уклон

$$I = l * V^2 / d * 2 * g ,$$

где V – скорость течения нефти, м/с;

d – внутренний диаметр нефтепровода, мм;

g – ускорение свободного падения (9,81 м/с²);

$$I = 0,0264 * 1,39^2 / 1196 * 2 * 9,8 = 0,00217.$$

Вычисляем полные потери напора в трубопроводе

$$H = 1,02 * I * L + D_Z ,$$

где I – гидравлический уклон;

L – длина нефтепровода, м;

D_Z – разность геодезических отметок между конечной и начальной точками нефтепровода, м;

$$H = 1,02 * 0,00217 * 818 * 10^3 + 200 = 2010,5612 \text{ м.}$$

Произведен гидравлический расчет нефтепровода, полные потери напора при перекачке нефти H = 2010,5612 м.

4.1 Расчет нефтепровода на прочность и устойчивость

Условие прочности и устойчивости нефтепровода;

$$|\sigma_{\text{пр.Н}}| < \psi_2 * R_1,$$

где $\sigma_{\text{пр.Н}}$ – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок, МПа;

R₁ – расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб;

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($|\sigma_{\text{пр.Н}}| > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($|\sigma_{\text{пр.Н}}| < 0$).

Определяем сопротивление растяжению (сжатию) металла труб;

$$R_1 = R_1^H * m / k_1 * k_n ,$$

где R₁^H = $\sigma_{\text{вр}}$ – нормативное сопротивление растяжению металла труб,

R₁^H = 510 МПа;

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		84

m – коэффициент условий работы нефтепровода, $m = 0,9$;

k_1 – коэффициенты надежности по материалу, $k_1 = 1,4$;

k_n – коэффициент надежности по назначению, $k_n = 1,05$;

$$R_1 = R_1^H * m / k_1 * k_n = 510 * 0,9 / 1,4 * 1,05 = 312,245 \text{ МПа.}$$

Вычисляем значение продольных осевых напряжений

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha * E_o * \Delta t + \mu * n * p * d / 2 * d ,$$

где α – коэффициент линейного расширения, $\alpha = 0,000012 \text{ град}^{-1}$;

E_o – модуль упругости, $E_o = 2,06 * 10^5 \text{ МПа}$;

Δt – расчетный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, $\Delta t = 40 \text{ }^\circ\text{C}$;

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

n – коэффициент надежности по нагрузке (рабочему давлению в нефтепроводе), $n = 1,1$;

p – рабочее давление, $p = 5,9 \text{ МПа}$;

d – внутренний диаметр нефтепровода, $d = 1196 \text{ мм}$;

d – толщина стенки, мм; $d = 12 \text{ мм}$;

$$\begin{aligned} \sigma_{пр.N} &= -\alpha * E_o * \Delta t + \mu * n * p * d / 2 * d = \\ &= -0,000012 * 2,06 * 10^5 * 40 + 0,3 * 1,1 * 5,9 * 1196 / 2 * 12 = -2,8545 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

Определяем кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления

$$\sigma_{кц} = n * p * d / 2 * d,$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке (рабочему давлению в нефтепроводе), $n = 1,1$;

p – рабочее давление, $p = 5,9 \text{ МПа}$;

d – внутренний диаметр нефтепровода, $d = 1196 \text{ мм}$;

d – толщина стенки, мм; $d = 12 \text{ мм}$;

$$\sigma_{кц} = n * p * d / 2 * d = 1,1 * 5,9 * 1196 / 2 * 12 = 323,418 \text{ МПа.}$$

Рассчитываем коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 * (\sigma_{кц} / R_1)^2} - 0,5 * \sigma_{кц} / R_1 ,$$

где $\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа;

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист 85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

R_1 – расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб, МПа.

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 * (\sigma_{\text{кц}} / R_1)^2} - 0,5 * \sigma_{\text{кц}} / R_1 = \sqrt{1 - 0,75 * (323,418 / 312,245)^2} - 0,5 * 323,418 / 312,245 = 0,077.$$

Проверяем выполнение условия прочности и устойчивости нефтепровода

$$|\sigma_{\text{пр.Н}}| = \psi_2 * R_1,$$

где $\sigma_{\text{пр.Н}}$ – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок, МПа;

R_1 – расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб;

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб.

$$|\sigma_{\text{пр.Н}}| < \psi_2 * R_1 = |-2,8545| < 0,077 * 312,245 = |-2,8545| < 24,0505.$$

Условие прочности выполняется.

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

5. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

В настоящее время при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов трубоукладчики являются универсальными грузоподъемными машинами. Область применения трубоукладчиков широко представлена практически при всех видах работ: в составе изоляционно-укладочной колонны при укладке трубопроводов в траншею, при сварочно-монтажных работах, при транспортировании, погрузке и разгрузке труб и плетей.

Расчет эксплуатации трубоукладчика Cat PL83

Таблица 23 Исходные данные трубоукладчика Cat PL83

Стоимость трубоукладчика	23 000 000 рублей
Запланированное количество работы в году	950 машино-часов
Число работников	1 человек.
Трудоемкость технического обслуживания и ремонта	2 человека-часов
расходы на ремонтные материалы и запасные части	4300 рублей
Затраты на сменную оснастку	790 рублей
Норма расхода топлива на машину	45.0 л/час.

Стоимость одного машино-часа эксплуатации трубоукладчика Cat PL83 определяем по следующему выражению:

$$C_{\text{маш}} = A + З + Б + Э + С + Р,$$

где $C_{\text{маш}}$ – стоимость одного машино-часа трубоукладчика Cat PL83, рублей/машино-час;

А – амортизационные отчисления на полное восстановление машины, рублей/машино-час;

З – норматив заработной платы машиниста трубоукладчика, рублей/машино-час;

Б – затраты на быстроизнашивающиеся материалы, рублей/машино-час;

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА			
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дат				
Разраб.	Тепляков А.А.				ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ		Лист	Листов
Провер.	Шмурыгин В.А.						87	102
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.						ТПУ гр. 3-2Б21Т	

Э – норматив затрат на расход топлива, рублей / машино-час;

С – норматив затрат на смазочные материалы и гидравлические жидкости, рублей/машино-час;

Р – норматив затрат на любой вид ремонт трубоукладчика, включая технический осмотр и диагностику, рублей/машино-час.

Норматив постоянных эксплуатационных затрат.

Норматив постоянных эксплуатационных затрат, амортизационные отчисления на полное восстановление машин, вычисляется по формуле:

$$A = \frac{Ц * H_a * K_n}{T * 100},$$

где Ц – стоимость трубоукладчика Cat PL83, Ц = 23 000 000 рублей;

H_a – годовая норма амортизационных отчислений на полное восстановление по данному виду трубоукладчика, $H_a = 12,5\%$;

K_n – коэффициент перехода от стоимости трубоукладчика к инвентарно-расчетной стоимости, $K_n = 1,66\%$;

T – нормативный годовой режим эксплуатации трубоукладчика Cat PL83, T = 950 часов.

$$A = \frac{Ц * H_a * K_n}{T * 100} = \frac{23\,000\,000 * 12,5 * 1,66}{950 * 100} = 5024 \text{ рублей/машино-час.}$$

Норматив заработной платы машиниста трубоукладчика Cat PL83

Конституцией Российской Федерации каждому предоставлено право на труд в условиях, отвечающих требованиям безопасности и гигиены, на вознаграждение за труд без какой бы то ни было дискриминации и не ниже установленного Федеральным законом минимального размера оплаты труда. [23]

Кодексом законов о труде Российской Федерации (КЗоТ) установлено, что оплата труда каждого работника зависит от его личного трудового вклада и качества труда и максимальным размером не ограничивается. [24]

Месячная оплата труда работника, отработавшего полностью определенную на этот период норму рабочего времени и выполнившего свои

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		88

трудовые обязанности (нормы труда), не может быть ниже установленного минимального размера оплаты труда, в который не включаются доплаты и надбавки, а также премии и другие поощрительные выплаты (статья 78).

Тарифной системой устанавливаются тарифные ставки по квалификационным разрядам и тарифные коэффициенты, представляющие собой отношение тарифных ставок соответствующих разрядов к тарифной ставке первого разряда.

Вычисляем заработную плату Машиниста трубоукладчика 6 разряда.

$$З = n * Ч_1 * K_{np} * K_p * K_{cm} * K_{нрз}$$

где n – количество трудящихся на трубоукладчике Cat PL83, $n = 1$;

$Ч_1$ – часовая тарифная ставка машиниста трубоукладчика 6 разряда, $Ч_1 = 271,17$ рублей;

K_{np} – премиальная надбавка машинисту, $K_{np} = 60 \%$;

K_p – коэффициент, учитывающий затраты на ремонтные надбавки к заработной плате машинисту, $K_p = 17,5 \%$;

K_{cm} – коэффициент, учитывающий затраты на отчисление в социальное страхование, $K_{cm} = 30 \%$;

$K_{нрз}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы к заработной плате, $K_{нрз} = 25 \%$.

$$З = n * Ч_1 * K_{np} * K_p * K_{cm} * K_{нрз} = 1 * 271,17 * 1,6 * 1,175 * 1,3 * 1,25 = 828,42 \text{ рублей/час.}$$

Норматив затрат на замену быстроизнашивающихся частей

Норматив затрат определяется по формуле:

$$Б = \frac{Ц_q}{T_q},$$

Где $Ц_q$ – средневзвешенная свободная цена быстроизнашивающихся частей или их компонента на машину, $Ц_q = 7400$ рублей;

T_q – средневзвешенный ресурс быстроизнашивающихся частей или их компонента на трубоукладчик, $T_q = 1700$ часов.

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		89

$$B = \frac{Цч}{Тч} = \frac{7400}{1700} = 4,5 \text{ рублей/машино-час.}$$

Норматив затрат на энергоносители

Норматив затрат на энергоносители определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = N_{mon} * Ц_{mon},$$

где N_{mon} – норма расхода топлива на один трубоукладчик в один час, $N_{mon} = 45,0$ л/час;

$Ц_{mon}$ – стоимость одного килограмма топлива на момент составления расчета, $Ц_{mon} = 36,5$ руб/л.

$$\mathcal{E} = N_{mon} * Ц_{mon} = 45 * 36,5 = 1642,5 \text{ рублей/машино-час.}$$

Норматив затрат смазочных материалов и гидравлической жидкости.

Затраты на смазочные материалы и гидравлические жидкости определить достаточно сложно в силу таких причин, как использование нескольких видов смазочных материалов и гидравлической жидкости, разная периодичность замены конкретных видов смазочных материалов и гидравлических жидкостей, нестабильность цен на эти материалы. Поэтому для нашего расчета стоимость этих материалов в зависимости от нормы расхода для каждого конкретного механизма берется на момент составления расчета. Затраты на смазочные материалы и гидравлическую жидкость с учетом утвержденных норм расхода составляют:

$$C = 135,2 \text{ рублей/машино-час.}$$

Норматив затрат на все виды ремонтов трубоукладчика Cat PL83

Норматив затрат на все виды ремонтов трубоукладчика Cat PL83, их технического обслуживания и диагностирования определяется по формуле:

$$P = Z_{зан} + Ч_2,$$

где $Z_{зан}$ – затраты на запасные части и ремонтные материалы, которые определяются материальными затратами на приобретение запасных частей и материалов и зависят от цен на эту продукцию. Кроме того, эти затраты зависят от таких факторов, как частота поломки механизмов и периодичность выполнения технического обслуживания, подверженности поломке

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		90

определенных узлов и агрегатов в зависимости от условий эксплуатации и многих других факторов. Учитывая это, прогнозирование данных затрат в условиях нестабильности цен достаточно сложно. Исходя из этого, при выполнении настоящего расчета строительные предприятия могут обратиться в специализированные предприятия по ремонту строительной техники, где по конкретному механизму на основании предъявленных счетов поставщиков за запасные части и материалы выводятся приведенные к одному часу затраты на эти расходы, $Z_{зан} = 420$ рублей/машино-час;

$Ч_2$ – затраты на заработную плату персонала, выполнившего ремонт и техническое обслуживание трубоукладчика Cat PL83, которые определяются аналогично затратам на заработную плату машиниста трубоукладчика:

$$Ч_2 = Z_{p.p.} * H_{з.н.} * K_{np.} * K_p * K_{см.} * K_{нрз.},$$

где $Z_{p.p.}$ – среднечасовая заработная плата ремонтных рабочих,

$Z_{p.p.} = 128,3$ рублей/машино-час;

$H_{з.н.}$ – трудоемкость технического обслуживания и технического ремонта, $H_{з.н.} = 2$ человеко-часов;

K_{np} – коэффициент, учитывающий затраты на премиальную надбавку ремонтному персоналу, $K_{np} = 60$ %;

K_p – коэффициент, учитывающий затраты на ремонтные надбавки к заработной плате ремонтному персоналу, $K_p = 17,5$ %;

$K_{см}$ – коэффициент, учитывающий затраты на отчисления в социальное страхование, $K_{см} = 30$ %;

$K_{нрз.}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы к заработной плате, $K_{нрз.} = 25$ %.

$$Ч_2 = Z_{p.p.} * H_{з.н.} * K_{np.} * K_p * K_{см.} * K_{нрз.} = 128,3 * 2 * 1,6 * 1,175 * 1,30 * 1,25 = 783,91$$

рублей/машино-час.

Норматив затрат на ремонт трубоукладчика

$$P = Z_{зан} + Ч_2 = 420 + 783,91 = 1203,91 \text{ рублей/машино-час;}$$

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Стоимость одного машино-часа эксплуатации трубоукладчика
Cat PL83

$$C_{\text{маш}} = A + B + C + D + E + F ,$$

$$C_{\text{маш}} = 5024 + 828,42 + 4,5 + 1642,5 + 135,2 + 1203,91 = 8838,53 \text{ рублей/машино-час.}$$

Номинальная стоимость с учетом накладных расходов и плановых накоплений:

$$C^{\text{н}}_{\text{маш}} = C_{\text{маш}} * K_{\text{нр}} * K_{\text{пн}} ,$$

где $C_{\text{маш}}$ – стоимость одного машино-часа эксплуатации трубоукладчика;

$K_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы, $K_{\text{нр}} = 17.5 \%$;

$K_{\text{пн}}$ – коэффициент, учитывающий плановые накопления, $K_{\text{пн}} = 30 \%$.

$$C_{\text{маш}}^{\text{н}} = 8838,53 * 1,175 * 1,3 = 10558,53 \text{ рублей/машино-час}$$

Выполнены расчеты затрат при эксплуатации трубоукладчика Cat PL83

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ. МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГАЗООПАСНЫХ РАБОТ

Выполнять газоопасные работы следует бригадой исполнителей в составе не менее трех работников при работах, связанных с пребыванием в замкнутом пространстве (например, при работах в котлованах, колодцах, емкостях и т.п.), и не менее двух работников - в других случаях (например, при работах на открытых площадках). Члены бригады должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной защиты, спецобувью, спецодеждой, инструментом, приспособлениями и вспомогательными материалами.

Для защиты от опасных и вредных производственных факторов работнику на период выполнения работ выдаются дежурные средства индивидуальной защиты (далее СИЗ):

- противогаз фильтрующий (для страхующих работников и для лиц, обязанных проводить анализ воздушной среды);
- противогаз шланговый (при работе в котлованах, колодцах, емкостях и при содержании паров нефти в воздухе рабочей зоны от 300 до 2100 мг/м³);
- пояс предохранительный со страховочной веревкой (при работе в котлованах, колодцах, емкостях и других работах с применением шлангового противогаза).

Каждый исполнитель газоопасных работ обязан знать признаки отравления вредными веществами, места расположения средств связи и сигнализации, порядок эвакуации пострадавших из опасной зоны и уметь оказывать первую помощь пострадавшим.

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА			
Изм	Лис	№ докум.	Подп.	Дат				
Разраб.	Тепляков А.А.				СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГАЗООПАСНЫХ РАБОТ		Лист	Листов
Провер.	Шмурыгин В.А.						93	102
Зав. Каб.	Рудаченко А.В.						ТПУ гр. 3-2Б21Т	

К газоопасным работам, связанным с применением СИЗ ОД, могут привлекаться лица, знающие устройство и правила пользования СИЗ ОД и допущенные к работе в противогазах по состоянию здоровья. Для защиты органов дыхания работающих в котлованах, колодцах, емкостях и т.п. должны применяться шланговые противогазы типа ПШ-1.

Использование фильтрующих противогазов запрещается.

Работы, связанные с возможным выделением взрывоопасных продуктов, должны выполняться с применением инструмента, не дающего искр, в соответствующей спецодежде и спецобуви, не имеющих металлических подков. Для освещения рабочих площадок должны применяться светильники и прожекторы во взрывозащищенном исполнении. Для местного освещения необходимо применять светильники во взрывозащищенном исполнении напряжением не более 12 В или аккумуляторные лампы, соответствующие по исполнению категории и группе взрывоопасной смеси.

Для подготовки объекта к проведению газоопасных работ должен быть выполнен весь комплекс подготовительных работ, предусмотренных в наряде-допуске. При этом должно обеспечиваться удаление токсичных и газоопасных продуктов, исключение их поступления из смежных технологических систем, а также исключение возможных источников искрообразования. Так же должны быть выполнены мероприятия по сбросу избыточного давления из вскрываемого оборудования.

Персонал не должен приступать к выполнению работ при следующих нарушениях требований безопасности:

- неисправности технологической оснастки, приспособлений и инструмента, указанных в инструкциях заводов-изготовителей, при которых не допускается их применение;

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист 94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

- несвоевременном проведении очередных испытаний основных и дополнительных средств защиты или истечении срока их эксплуатации, установленного заводом-изготовителем;

- недостаточной освещенности, при загроможденности рабочего места.

Место проведения газоопасных работ необходимо обеспечить средствами пожаротушения и аптечкой первой медицинской помощи.

Запрещается увеличивать объем работ или расширять рабочую зону, сверх предусмотренного нарядом-допуском.

При превышении концентрации паров нефти выше 300 мг/м^3 , но не выше 2100 мг/м^3 , работы необходимо выполнять с применением шланговых противогазов. При концентрации углеводородов 2100 мг/м^3 и более, работы необходимо прекратить, вывести работников из опасной зоны и принять меры по дегазации места работ.

При превышении предельно-допустимых концентраций вредных веществ (300 мг/м^3) производится проветривание и дегазация ремонтного котлована осевыми вентиляторами во взрывобезопасном исполнении.

Перед каждым применением работник должен проверить противогаз на герметичность согласно инструкции по эксплуатации.

При отсутствии принудительной подачи воздуха с помощью вентилятора длина шланга противогаза не должна превышать 10 м. Шланг не должен иметь перегибов и защемлений, забор чистого воздуха должен быть размещен с наветренной стороны.

Выполнение работ без шлангового противогаза может быть разрешено ответственным за безопасное производство работ при не превышении концентрации газов (паров нефти) в воздухе рабочей зоны установленного значения ПДК – 300 мг/м^3 и концентрации кислорода не менее 20 %. При этом работник должен иметь противогаз наготове.

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист 95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

В любом случае, у каждого, работающего в котловане, колодце, емкости и т.п. должен быть шланговый противогаз в положении «наготове» и предохранительный пояс с закрепленной на нем страховочной веревкой.

Газоопасные работы должны быть немедленно прекращены, если в процессе их выполнения обнаружено резкое увеличение концентрации паров нефти (нефтепродуктов) или при других условиях, вызывающих пожарную опасность, при этом работники должны быть выведены из опасной зоны.

При выполнении газоопасных работ запрещается:

- приступать к работе без наряда-допуска;
- приступать к работе без разрешения ответственного руководителя работ;
- работать в обуви, подбитой гвоздями, подковами;
- работать неисправным инструментом, а также инструментом, вызывающим при ударе искрообразование;
- пользоваться противогазами несоответствующих марок и размеров, неисправными или непроверенными противогазами, предохранительными поясами, страховочными веревками и лестницами;
- нахождение в месте производства работ лиц, не связанных с выполнением данной работы;
- курить и разводить огонь ближе 100 м от места работ и в охранной зоне МН.

Для безопасного проведения газоопасных работ в котлованах, колодцах, емкостях и т.п. работники обязаны:

- газоопасные работы проводить только в присутствии двух наблюдающих (страхующих), находящихся вне котлована (емкости, колодца), экипированных так же, как и работающий работник. Наблюдающие (страхующие) должны быть обеспечены фильтрующими противогазами и иметь один шланговый противогаз наготове;

- продолжительность непрерывной работы в шланговом противогазе не должна превышать 15 минут, с последующим отдыхом на свежем воздухе не менее 15 минут;

- при работе в котловане, колодце, емкости двух и более человек необходимо исключить взаимное перекрещивание и перегибание шлангов работающих, как снаружи, так и внутри.

Наблюдающий (страхующий) обязан:

- следить за сигналом и поведением работающего работника;
- следить за состоянием воздушного шланга противогаза и расположением воздухозаборного устройства.

При попытке работающего в котловане (емкости, колодце и т.п.) снять шлем-маску противогаза или при нарушениях безопасности (неисправности шланга, остановка воздуходувки и т.п.), работа должна быть немедленно приостановлена, работник извлечен из котлована (емкости, колодце и т.п.).

В процессе выполнения газоопасных работ все работники обязаны следить за состоянием товарищей по работе, оказывать им необходимую помощь, при ухудшении собственного самочувствия или обнаружении признаков недомогания у товарищей работу прекратить покинуть опасную зону и немедленно сообщить об этом ответственному за проведение работ.

Проведение газоопасных работ во время грозы запрещается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведение капитального ремонта на участках магистрального нефтепровода является важным технологическим процессом. Необходимость проведения ремонтно-восстановительных работ увеличивается, учитывая высокие объемы перекачки нефти, большую протяженность магистральных трубопроводов и растущие потребности предприятий в нефти. Для поддержания требуемых параметров пропускной способности нефтепровода необходимо тщательное планирование, организация и исполнение всех этапов работ.

Залогом успешного выполнения ремонтных работ является:

1. правильный выбор способа проведения капитального ремонта;
2. мероприятия организационного плана по привлечению к работам на трассе квалифицированного персонала с большим опытом проведения работ;
3. осуществление подбора ремонтного оборудования и строительной техники с учетом параметров ремонтируемого нефтепровода;
4. организация своевременного проведения подготовительных работ;
5. обеспечение требуемых условий проживания в полевом городке для рабочего персонала;
6. соблюдение требований охраны труда и пожарной безопасности при производстве работ на линейной части.

В работе рассмотрены причины возникновения дефектных повреждений на магистральном нефтепроводе.

Составлен план организационных работ предшествовавших капитальному ремонту.

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА			
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дат				
Разраб.		Тепляков А.А.			ЗАКЛЮЧЕНИЕ		Лист	Листов
Провер.		Шмурыгин В.А.					98	102
						ТПУ ар. 3-2Б21Т		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

Произведен выбор наиболее технически и экономически подходящего выбора проведения ремонтно-восстановительных работ.

Выполнен подбор необходимой ремонтно-строительной техники, для обеспечения требуемых сроков по времени выполнения земляных работ.

Осуществлен выбор насосного оборудования, запорной и предохранительной арматуры, обвязки насосных агрегатов. Учтены требования режима и объемов перекачки с использованием СРТ 150-6 и плоскостворачиваемых рукавов, учтено количество передвижных насосных установок. Определено использования врезки и в нижней и в верхней образующей нефтепровода. Проведены сварка и гидроиспытания вновь ввариваемого участка трубопровода в полевых условиях.

Сделан выбор герметизатора «Кайман-1200» обеспечивающий перекрытие внутренней полости ремонтируемого участка.

Произведен выбор в пользу технологии ручной дуговой сварки. Описаны наиболее распространенные дефекты сварных швов, и способы контроля качества сварных соединений.

Выполнены работы по изоляции сварных стыков с помощью термоусаживающих лент ТИАЛ-М

Выполнен гидравлический и прочностной расчет нефтепровода.

В результате проведения ремонтных работ восстановлены проектные параметры нефтепровода, включая значение пропускной способности. Работы выполнены в срок и в полном объеме.

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Устройство и безопасная эксплуатация механизмов и приспособлений, применяемых при ремонте МН: Методическое пособие., 2006, 179 с.
2. General Overhaul of Underground oil Pipelines Gumerov A.G., Zubairov A.G., Vekshtein M.G., Gumerov R.S., Azmetov Kh.A. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999, – 525 с.: ил. ISBN 5-8365-0013-4
3. Трубопроводный транспорт нефти/С.М. Вайншток, В.В. Новоселов, А.Д. Прохоров, А.М. Шаммазов: Учеб. Для вузов: В 2 т. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр» 2004. – Т.2 – 621 с.: ил.
4. Технологии, оборудование, приборы для ремонта основных объектов магистральных трубопроводов: Справочное пособие. – 2-е изд., испр. и доп. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2006. – 392 с.: ил.
5. Трубопроводный транспорт нефти/Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, А.А. Коршак и др.: Учеб. Для вузов: В 2 т. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр» 2002. – Т.1. – 407 с.: ил.
6. Капитальный ремонт линейной части магистральных газонефтепроводов: Учеб. Пособие для вузов/ Под ред. Н.Х. Хаплынева. – 2-е изд., перераб и доп. – М.: МАКС Пресс, 2011. – 448 с.
7. Pipeline construction and maintenance calculation: L.I. Bykov, F.M. Mustafin, S.K. Rafikov, A.M. Nechval, A.E. Lavrentiev: Учеб. Пособие.- Санкт-Пете рбург: Недра, 2006. – 824 с., ил.
8. Defects of oil pipeline Tubes and Methods for Repair. Gumerov A.G., Yamaleev K.M., Gumerov R.S. Azmetov Kh.A. – М.: .: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1998, – 252 с.: ил.

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА			
Изм	Лис	№ доквм.	Подп.	Дат				
Разраб.		Тепляков А.А.			СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ		Лист	Листов
Провер.		Шмурыгин В.А.					100	102
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.					ТПУ ар. 3-2Б21Т	

9. РД19.100.00-КТН-001-10 Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов, документ разработан ОАО ЦТД «Диаскан» 2009, – 141с.

10. РД 39-00147105-015-98 Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов, документ разработан : Гумеров А.Г., Гумеров Р.С., Азметов Х.А., Хамматов Р.Г., Галеев М.Н., Ермилина Г.К., 1998, – 148с.

11. РД-25.160.00-КТН-037-14 Сварка при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов, документ разработан ООО «НИИ ТНН» 2014, – 188с.

12. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы, 1985, – 71с.

13. Организационно-технологические решения капитального ремонта магистральных газопроводов, Халлыев Н.Х., Абасова Т.Н., Селиверстов В.Г. Научно-технический сборник «Транспорт и подземное хранение газа». - М.: ИРЦ Газпром, 1997. – 58 с.

14. Обслуживание и ремонт линейной части магистральных нефте- и продуктопроводов/ Расщепкин К.Н., М.: Недра, 1969. – 358 с.

15. Стали для оборудования нефтяной и газовой промышленности/ Лившиц Л.С., Левин С. М., – М.: Недра, 1995. – 287 с.

16. Долговечность магистральных и технологических трубопроводов/ Завойчинский Б.И. – М.: Недра, 1992. – 265 с.

17. СНиП 2.01.07-85. Нагрузки и воздействия. М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986. - 36 с.

18. Технологические процессы строительства и капитального ремонта магистральных газопроводов в сложных природно-климатических условиях/ Решетников А.Д.:М.: СИП, 2004. - 320 с.

19. Капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин : учебник / А. Д. Амиров, С. Т. Овнатанов, А. С. Яшин. — Москва: Недра,1975. — 344 с.

20. Капитальный ремонт, модернизация и реконструкция жилых зданий/ В. В. Мешечек, А. Г. Ройтман. — Москва: Стройиздат, 1987. — 240 с.

					ПРОВЕДЕНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ЗАМЕНОЙ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА	Лист 101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

21. Современные методы ремонта трубопроводов/ Халлыев Н.Х., Абасова Т.Н., Селиверстов В.Г., Парфенов А.И., Куприна Н.Д. – М., 1997, – 242 с.
22. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.12.2015)
23. ТК РФ, Статья 37. Порядок ведения коллективных переговоров.
24. ТК РФ, Статья 77. Общие основания прекращения трудового договора.