

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение

1 ОСНОВНЫЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

1.1 Комплексная оценка технического состояния магистрального нефтепровода

1.2 Виды и способы ремонта нефтепровода

1.3 Ремонт участков нефтепровода с заменой труб или части трубы («катушки»)

1.4 Ремонт с заменой изоляционного покрытия

1.5 Виды выборочного ремонта дефектных участков магистрального нефтепровода

2 ОРГАНИЗАЦИОННО - ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОДГОТОВКА КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА

2.1 Организационные мероприятия

2.2 Подготовительные работы

3 ИСПЫТАНИЕ ОТРЕМОНТИРОВАННОГО УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА

3.1 Общие положения

3.2 Очистка полости трубопроводов

3.3 Испытание трубопровода на прочность и проверка на герметичность

4 РЕМОНТ МЕТОДОМ ЗАМЕНЫ МУФТЫ, КАТУШКИ

4.1 Характеристика, особенности, преимущества ремонта методом замены муфты, катушки

4.2 Основные технические положения процесса

4.3 Контроль качества и приемки ремонтных работ проведенных данным способом

					<i>Ремонт магистрального нефтепровода методом замены муфты, катушки</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Глушко М.М.</i>			<i>Оглавление</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова</i>						
<i>Консульт.</i>								
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко</i>						
						ТПУ гр.3-2Б11		

5 РАСЧЕТ ЗАТРАТ НА ВЫБОРОЧНЫЙ РЕМОНТ ДЕФЕКТНЫХ УЧАСТКОВ

5.1 Методика расчета затрат

5.2 Исходные данные для расчета затрат по устранению дефекта методом установки сварной муфты

5.3 Расчет затрат на ликвидацию дефекта методом установки сварной муфты

6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

6.1 Потребность оборудования необходимого для ремонта КМТ

6.2 Потребность оборудования необходимого для ремонта Clock Spring

6.3 Расчет амортизационных отчислений для ремонта КМТ

6.4 Расчет амортизационных отчислений для ремонта Clock Spring

6.5 Расчет оплаты труда работающих для КМТ

7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

7.1 Производственная безопасность

7.2 Экологическая безопасность

7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Заключение

					<i>Оглавление</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ВВЕДЕНИЕ

Ремонт магистральных нефтепроводов представляет собой комплекс технических мероприятий, направленных на восстановление основных фондов объектов трубопроводного транспорта. В настоящее время срок службы более половины магистральных нефтепроводов превышает 25 лет, поэтому влияние возрастных факторов на надежность нефтепроводов весьма значительно. Для нефтепроводов, находящихся в эксплуатации, решение проблем надежности возможно только на основе разработки эффективной системы их технического обслуживания и ремонта, позволяющей обеспечить необходимый уровень технического состояния данных объектов.

Цель ремонта - поддержание и восстановление первоначальных эксплуатационных качеств магистрального трубопровода в целом или его отдельных участков. Этим обусловлено актуальность выбранной темы дипломного проекта.

Целью дипломного проекта является – рассмотрение способов ремонта магистрального нефтепроводов методом замены муфты, катушки.

Задачами дипломного проекта является рассмотрение следующих вопросов:

- основные теоретические аспекты ремонта магистрального нефтепровода;
- организационно – технических подготовок капитального ремонта;
- испытание отремонтированного участка нефтепровода;
- ремонт методом замены муфты, катушки.

					Ремонт магистрального нефтепровода методом замены муфты, катушки			
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата				
Разраб.	ГлушкоМ.М.				Введение	Лит..	Лист	ЛистовЛист
Руковод.	Антропова							
Консульт.								
Зав. Каф.	Рудаченко							
						ТПУ гр.3-2Б11		

1 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

1.1 Оценка технического состояния нефтепровода. Выбор вида ремонта

Система магистральных нефтепроводов, являясь наиболее экономичным видом транспорта нефти и нефтепродуктов, представляет собой важнейшую составную часть топливо - энергетического комплекса Российской Федерации, бесперебойное функционирование которой имеет первостепенное значение для развития экономики страны. По этой причине, безопасности нефтепроводной системы, как любой технической системы, всегда была первоочередной на всех стадиях ее жизненного цикла: при изысканиях и проектных работах, строительстве, надзоре за строительством, эксплуатации и ремонте.

Общая протяженность нефтепроводов Российской Федерации превышает 200 тыс. км, из них 46,8 тыс. км – это система магистральных нефтепроводов.

Срок службы магистральных нефтепроводов (от общей протяженности) превысил или близок к нормативному сроку (33 года эксплуатации):

если в 1998 году доля находящихся в эксплуатации магистральных нефтепроводов составляла с возрастом:

- свыше 33 лет - 30%;
- от 20 до 33 лет – 37%;
- от 10 до 20 лет – 30%;
- до 10 лет - 3%.

					Ремонт магистрального нефтепровода методом замены муфты, катушки			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Глушко М.М.			Комплексная оценка технического состояния магистрального нефтепровода	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова						
Консульт.								
Зав. Каф.		Рудаченко						
						ТПУ гр.3-2Б11		

То в 2000 году доля магистральных нефтепроводов уже составляет с возрастом:

- свыше 33 лет - 40,6%;
- от 20 до 33 лет - 32,4%;
- от 10 до 20 лет – 27%;
- до 10 лет – 0%.

Важно отметить то, что основная часть магистральных нефтепроводов эксплуатируется в очень суровых климатических зонах, в заболоченных местностях со значительной частотой и размахом малоцикловых нагрузок, достигающих 3-4 циклов в сутки на отдельных линейных участках, в грунтах с повышенной скоростью коррозии системы «труба-грунт» и т.д.

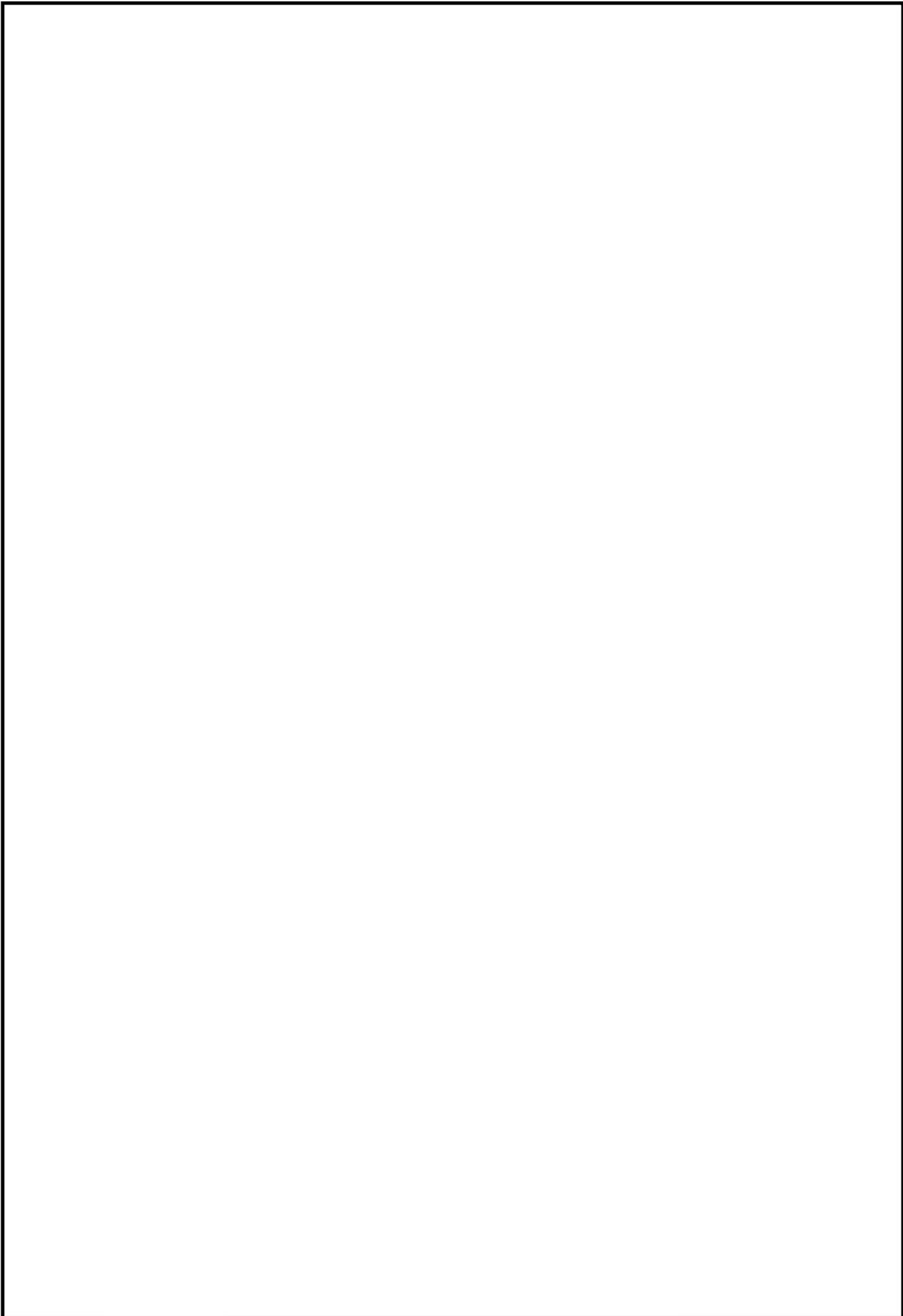
Способ эксплуатации магистральных нефтепроводов показывает, что с точки зрения основных положений физики отказов "жизнь" трубопроводов, как и других сложных механических систем можно условно разделить на три периода эксплуатации:

- I - период приработки;
- II - период стабилизации;
- III - период износа.

Это подтверждается результатами исследований, которые были проведены проф. Иванцовым О.М. В работе [38] приведены результаты анализа аварийности для ряда магистральных нефтепроводов и газопроводов Российской Федерации в зависимости от срока их эксплуатации.

Таким образом, следует отметить, что в целом система магистральных нефтепроводов России (практически 100% магистральных нефтепроводов, вступила в 3 период "жизни". Данный период характеризуется общим ухудшением состояния магистральных нефтепроводов, что вызвано усилением роли факторов "износого" характера, обусловленных повторяющимися и коррозионными воздействиями перекачиваемого продукта и окружающей среды. Под влиянием указанных воздействий на этом этапе эксплуатации нефтепроводов отдельные повреждения в металле труб и сварных швах развиваются до критического уровня, что может приводить к отказам.

					<i>Комплексная оценка технического состояния магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



					<i>Комплексная оценка технического состояния магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 1.1 – Анализ причин аварий (отказов) на линейной части магистральных нефтепроводов

№	Наименование причин аварий (отказов)	Аварии		Отказы	
		Кол-во	%	Кол-во	%
1	2	3	4	5	6
1	Продольные стыки	12	30,77	18	20,45
2	Коррозия	1	2,56	7	7,95
3	Механические повреждения	2	5,13	5	5,68
4	Повреждение сторонними лицами	7	17,95	13	14,77
5	Кольцевые стыки ручные	11	28,21	23	26,14
6	Ошибки персонала	3	7,69	7	7,95
7	Прочие повреждения	3	7,69	15	17,05
	ВСЕГО:	39	100,00	88	100,00

Поэтому состояние одних участков нефтепроводов может оказаться вполне удовлетворительным, других - может быть близким к критическому (аварийному).

Таким образом, требуется дифференцированный подход к учету индивидуальной опасности дефектов, к оценке технического состояния отдельных участков магистральных нефтепроводов для обеспечения их безопасной эксплуатации.

Очевидно, что задача разработки и внедрения современной технической политики по предотвращению аварий и отказов магистральных нефтепроводов является сложной, и может быть решена с необходимой степенью достоверности только при условии достаточной полноты информации о фактическом состоянии участков нефтепровода.

1.2. Виды и способы ремонта нефтепровода

Существует огромное количество технологий ремонта магистральных нефтепроводов, которые подразделяются по 5 основным методам.

- удаление дефектных участков труб и врезка новых:
- ремонт с помощью наложение заплат, хомутов, прижимных устройств:
- ремонт при полно-охватывающих стальных муфт, устанавливаемых на

дефектные участки трубопровода:

					<i>Комплексная оценка технического состояния магистрального нефтепровода</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		

- намоточные конструкции (бандажирование) из композиционных материалов:

- ремонт мелких дефектов на наружной поверхности трубы – шлифовка, заварка (наплавка).

Методы аварийного ремонта нефтепровод (заплаты, хомуты, прижимные устройства, забивка (вкручивание) чопиков) рассматриваются только как экстренные.

По способу установки на трубопровод конструкции муфт можно разделить на два основных типа – приварные и не приварные. В свою очередь, и те и другие муфты подразделяются на обжимные и не обжимные. Не приварная обжимная муфта усиливает дефектный участок, но не герметизирует его. Приварные муфты привариваются к нефтепроводу герметизирующими кольцевыми швами.

Особой разновидностью ремонта с помощью полноохватывающих муфт является композитно – муфтовая технология (КМТ), которая с середины 80- х гг. успешно применяется по всему миру при ремонте трубопроводов различного назначения: для перекачки газа, нефти, нефтепродуктов, химических продуктов.

Применяют два типа ремонтных муфт. Ремонтная муфта со сварным соединением (рис. 1.1) состоит из двух полумуфт, которые при монтаже соединяются между собой двумя продольными сварными швами, при этом сама муфта к трубопроводу не приваривается.

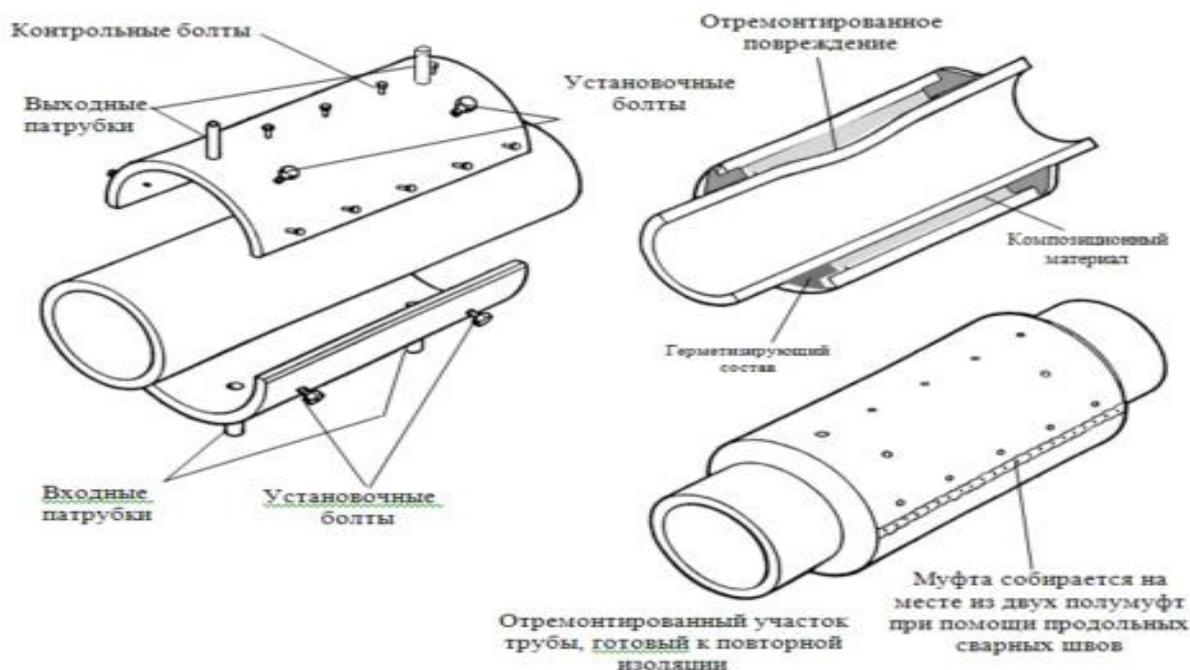


Рис. 1.1 – Композитная муфта КМТ со сварным соединением полумуфт
магистрального нефтепровода

Лист

Ремонтная муфта с фланцевым соединением, в отличие от муфты со сварными швами, соединяются на трубопроводе с помощью шпилек, стягивающих фланцы. Такая муфта из-за большей ее стоимости применяется реже, в основном на малых диаметрах, а так же там, где не допускается выполнение сварочных работ (в зонах повышенной опасности). Применение фланцевой муфты позволяет сократить время установки муфты на трубопровод. Полумуфты для обоих вариантов изготавливают в заводских условиях из стальных листов, аналогичных маркам стали и толщины ремонтируемого трубопровода.

В ИПТЭР разработана технология, основанная на использовании полиэфирной или эпоксидной смолы. в результате на поверхности нефтепровода формируется оболочка, обладающая изоляционными и усиливающими свойствами, при этом полимеризация связывающего материала происходит непосредственно на трубе.

Схема муфты Clock Spring, установленной на трубу, показана на рис 1.2

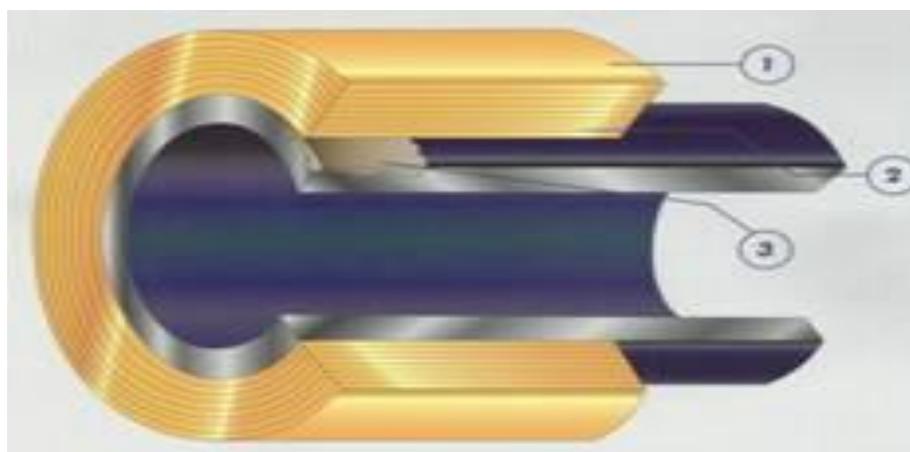


Рис. 1.2 – Муфта Clock Spring («часовая пружина»)

- 1 – лента из высокопрочного композитного материала;
 2 – клеящий состав; 3 – мастика для заполнения зон потери металла, обладающая высоким сопротивлением сжатию

Перед установкой ремонтной конструкции поверхность трубы очищается от изоляции, зачищается до чистого металла (при помощи шлифмашинки, металлической щетки, пескоструйной обработки и т.п.).

					<i>Комплексная оценка технического состояния магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Технология Clock Spring позволяет выполнять ремонт следующих дефектов (на прямых участках трубопровода и на поворотах):

- внешние потери металла глубиной до 60 – 70 % от толщины стенки при плавном очертании профиля дефекта. (Для этого поверхность дефекта с помощью шлифмашинки зачищается и скругляется как в окружном, так и осевом направлениях трубы);

- расслоения внутри основного металла трубы;

- вмятины глубиной до 10 % от диаметра трубы.

при этом глубина муфты должна не менее чем на 50 мм с каждой стороны перекрывать дефект, т.е. одной муфтой можно ремонтировать дефекты длиной не более 180 мм.

Для ремонта более длинных дефектов требуется устанавливать встык соответствующее количество муфт.

При своей простоте данная технология имеет недостатки:

- невозможность ремонта трещин в основном металле и сварных швах, дефектов потери металла с острым профилем (царапины, задиры);

- при наличии протяженных дефектов необходимо производить установку нескольких рядом расположенных муфт (шириной по 280 мм), заделывая стыки между ними адгезивом.

Таким образом, технология ремонта муфтами Clock Spring не является универсальной и из – за высокой стоимости композитной ленты может применяться только для ремонта отдельных типов дефектов небольшой протяженности.

Шлифовка и заварка мелких дефектов.

Для ремонта мелких по площади дефектов на внешней поверхности трубы, незначительно снижающих материал прочности трубы, могут применяться более простые и экономичные методы, такие как шлифовка (зачистка) и заварка (наплавка) по РД 153 – 39 – 030 – 98 и РД 39 -110 – 91.

Шлифовка используется для ремонта участков труб с небольшими поверхностными дефектами (не более 10% от номинальной толщины стенки): коррозионных дефектов и потерь металла типа рисок, расслоений с выходом на поверхность и неглубоких трещин.

					<i>Комплексная оценка технического состояния магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Заварка дефектов (наплавка металла). Заварка применяется для ремонта дефектов типа «потеря металла» (коррозионные язвы, риски). Трещины, а также риски во вмятинах, где возможны трещины, этим методом не ремонтируются. Заваркой восстанавливается первоначальная толщина стенки в местах потери металла с остаточной толщиной не менее 5 мм.

Заварку проводят только на нефтепроводе, полностью заполненном нефтью. не допускается выполнение заварки на частично заполненном нефтепроводе.

При выполнении сварочных работ на действующем нефтепроводе должны соблюдаться повышенные требования безопасности из – за опасности прожога трубы в ослабленных местах. Важно также избегать образования слишком обширной сварочной зоны, что может привести к ухудшению механических характеристик материала трубы в зоне сварки.

Склонность к растрескиванию в области наплавленного металла является одним из недостатков метода заварки.

В зависимости от глубины дефектов минимальное количество слоев шва при заварке составляет от 2 до 5. Отремонтированные участки подвергаются обязательному визуальному и ультразвуковому контролю.

Ремонт мелких, неопасных по прочности дефектов может, в принципе, производиться путем их заполнения специальными композитными материалами, затвердевающими в течение нескольких часов. Существует большое количество подобных материалов с аналогичными свойствами. Это, например, материалы фирм «Диамант» (Германия) и «Порсил» (Россия, Санкт - Петербург).

Поскольку прочностные свойства и модуль упругости материалов типа «Диамант» на порядок ниже, чем у стали, они не могут восстанавливать прочность нефтепровода и разгружать трубу в зоне отремонтированного дефекта. Вместе с тем, в последнее время этот метод находит применение на магистральных нефтепроводах в сочетании с методом ремонта с помощью муфт КСМ – для герметизации небольших коррозионных дефектов под муфтой.

Таким образом, можно сделать вывод, что наиболее перспективными в настоящее время методами ремонта магистральных трубопроводов без остановки перекачки являются методы ремонта с установкой муфт.

					<i>Комплексная оценка технического состояния магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1.3. Ремонт участков нефтепровода с заменой труб или части трубы («катушки»)

Данный способ применен при выборочном ремонте участков нефтепровода, имеющих небезопасные недостатки, т.е. повреждение геометрии стенок труб (вмятины, гофры) больше возможных границ.

Ремонт выполняется с вырезкой дефектного места нефтепровода и заменой на новый с остановкой перекачки. Протяженность вырезаемого дефекта не менее чем на 100 мм с каждой стороны. Минимальная протяженность «катушки» - должна быть менее диаметра ремонтируемого нефтепровода.

К выполнению огневых работ допускаются только аварийно – восстановительные службы либо особые подразделения по устранению аварий на нефтепроводах (в зависимости от размера объема, сложности работ).

Согласно внутритрубной дефектоскопии работа начинается с подготовки рабочего плана.

После изоляции концов нефтепровода чистят днище ремонтируемого котлована от пропитанного нефтью грунта и производят тест воздуха в ремонтируемом котловане и по герметизированным концам нефтепровода. При отсутствии взрывоопасной концентрации газа приступают к разметке и подготовке концов нефтепровода под монтаж и сварку (обработка кромок шлифмашинки со снятием фаски).

Промерив расстояние между подвергнутыми обработке концами нефтепровода, подготавливают «катушку» из заранее опресованной трубы или трубу в целом (марки ТН или другой трубы качеством не ниже заменяемой).

При наличии устройства для разметки трубы вероятно первоначальная подготовка «катушки» данной длины, по габаритам которой изготавливается разметка и подготовка концов нефтепровода.

«Катушку» к нефтепроводу пристыковывают трубоукладчиком или автокраном, собирают стык с использованием внешних центраторов и укрепляют стыкуемые концы при помощи прихваток равномерно по периметру. После очищения прихваток от шлака производят сварку стыков с нанесением клейма сварщика.

					<i>Комплексная оценка технического состояния магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Один из вариантов технологической схемы выборочного ремонта участка нефтепровода с заменой «катушки» трубы показан на рис. 1.3.

Требования к квалификации сварщиков, производству, сварке и контролю свойств сварных соединений трубопровода остаются такими же, как и при строительстве новых нефтепроводов. Сварщики обязаны владеть опытом работы на действующих нефтепроводах, а их квалификация должна быть высокой, чтобы обеспечить высокое качество сварных работ при полевой обработке торцов труб и без внутренней подварки стыков при любых диаметрах нефтепровода.

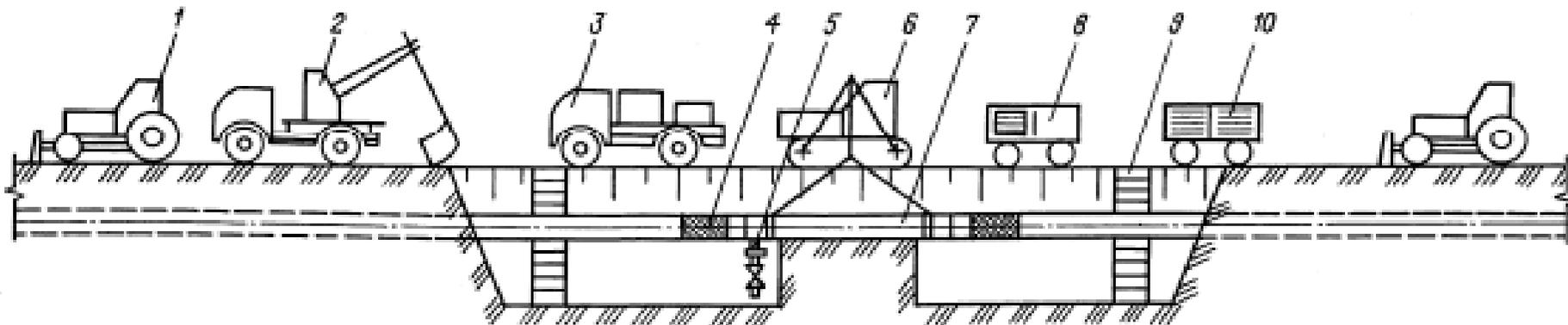


Рис. 1.3 Технологическая схема выборочного ремонта участка нефтепровода с заменой «катушки», трубы, узлов линейной арматуры:

- 1 – бульдозер; 2 – экскаватор; 3 – ПНА-2; 4 – глиняные пробки; 5 – задвижка; 6 – кран – трубоукладчик;
7- катушка; 8 – электростанция; 9 – лестница; 10 – сварочный агрегат

После заполнения трубопровода нефтью выходят на заданный технологический режим перекачки и производят контрольные осмотры отремонтированного участка в течение 6 ч (не менее).

Изоляционное покрытие подвергают проверке на адгезию, общую толщину и сплошность.

При удовлетворительном состоянии покрытия приступают к подсыпке и подбивке размягченного или мягкого грунта под нефтепровод устройством УПТ – 1 или вручную с последующей присыпкой и засыпкой минеральным грунтом.

Работы заканчиваются рекультивацией плодородного слоя почвы, планировкой и очисткой близлежащей территории, восстановлением трассовых сооружений, знаков и т.д., если они были нарушены в процессе производства работ.

По завершении всех работ оформляется исполнительный приемо – сдаточный акт на выполненный капитальный ремонт (восстановление) участка.

1.4 Изоляционно – укладочные работы

Очистка поверхности нефтепроводов

Изолируемые трубопроводы перед нанесением грунтовочного слоя или изоляционного покрытия следует очистить от ржавчины, земли, пыли, снега, наледи, копоти, масла, поддающейся механической очистке окалины и других загрязнений, а при необходимости высушить и подогреть.

Характеристику очищенной стальной поверхности от окислов определяют визуальным осмотром с помощью передвижной пластины из прочного материала размером 2,5 × 2,5 мм. Инструментальным методом характеристику очистки поверхности можно определить прибором типа УКСО (ВНИИСТ).

Степень очистки поверхности труб перед нанесением покрытий должна соответствовать виду защитного покрытия и требованиям, указанным в табл.1.2

Таблица 1.2 Характеристики степени очистки поверхности труб

Вид противокоррозионного покрытия	Степень очистки стальной поверхности	Характеристика очищенной поверхности
-----------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------

					Комплексная оценка технического состояния	Лист
					Комплексная оценка технического состояния	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	магистрального нефтепровода	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 1.2 Характеристики степени очистки поверхности труб

Вид противокоррозионного покрытия	Степень очистки стальной поверхности	Характеристика очищенной поверхности
Ленточные (холодного нанесения)	3	Не более чем на 5% поверхности трубы имеются пятна и полосы прочно сцепленной окалины, точки ржавчины, видимые невооруженным глазом; при перемещении по поверхности прозрачной пластины размером 25×25 мм на любом из участков окалиной и ржавчиной занято не более 10% площади пластины.
Битумно – мастичные, пластобитные	4	Не более чем на 10% поверхности трубы имеются пятна и полосы прочно сцепленной окалины и ржавчины, видимые невооруженным глазом; при перемещении по поверхности прозрачной пластины размером 25 × 25 мм на любом из участков окалиной и ржавчиной занято не более 30% площади пластины.

Запрещается проводить очистные работы во время дождя, снегопада, тумана, так как это приводит к быстрому возникновению налета ржавчины и необходимости повторной очистки трубопровода.

Приготовление грунтовок и грунтование поверхности нефтепроводов

Грунтовки битумно – полимерные. Битумно – полимерные грунтовки изготавливаются в заводских условиях и рекомендуются для круглогодичного применения.

Грунтовка битумно – резиновая. Допускается приготовление битумно – резиновой грунтовки на месте производства изоляционных работ путем растворения битума в бензине в соотношении 1:3 по объему или 1:2 по массе.

При приготовлении битумной грунтовки необходимое количество расплавленного обезвоженного битума охлаждают до температуры 70° С на расстоянии не менее 50 м от котла; в специальных баках готовят необходимое количество бензина. Битум тонкой струей вливают в бензин и тщательно перемешивают до получения однородной массы. Грунтовка считается готовой, если после смешивания битума с бензином нет комков не растворившегося битума.

Приготовленную грунтовку процеживают через сетку с ячейками 0,15 – 0,20 мм и переливают в специальные металлические цистерны (баки) с плотно завинчивающимися пробками или крышками.

Составы битумных грунтовок в зависимости от сезона нанесения (для летнего и зимнего времени) приведены в табл. 1.3.

					<i>Комплексная оценка технического состояния Комплексная оценка технического состояния магистрального нефтепровода магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 1.3.

Составы битумных грунтовок

Грунтовка	Состав грунтовки
Битумная для летнего времени	Битум БН 90/10 или БН 70/30 по ГОСТ 6617 – 76 или БНИ – V по ГОСТ 9812 – 74. Бензины неэтилированные: авиационный Б – 70 по ГОСТ 1012 – 72 или автомобильный Б-70 и А-76 по ГОСТ 2084 – 77.
Битумная для зимнего времени	Битум БН 70/30 по ГОСТ 6617 – 76 или БНИ – V по ГОСТ 9812 – 74. Бензин неэтилированный авиационный Б – 70 по ГОСТ 1012 – 72.

Грунтовку перед нанесением следует тщательно перемешать, она не должна содержать сгустков и посторонних включений.

Для равномерного растирания грунтовки на изоляционной машине должно быть установлено вращающееся полотенце.

Состав битумных мастик и область их применения должны соответствовать ГОСТам на эти мастики и требованиям СНиП 2.05.06 – 85*.

Приготовление мастики заводского изготовления.

Мастики битумно – полимерные типа Изобитэп и битумно – резиновые заводского изготовления расплавляют в котлах непосредственно на трассе или на стационарных базах.

Мастику очищают от упаковочной бумаги, измельчают на куски массой 3 – 5 кг и загружают в плавильный котел, в котором от предыдущей плавки оставлена примерно 20% - ная часть объема котла, разогретая до температуры 160 – 180 ° С. Общий объем мастики не должен превышать 2/3 вместимости котла.

Разогретую до 170 – 190 ° С мастику перекачивают во второй котел (при использовании установки УБК - 81). В этом котле мастику выдерживают при температуре 160 – 180 ° С не более 3 ч до полного выпаривания влаги.

		При догрузке битума в котел его следует обжигать по желобам не большими	Лист
из	Опыт	ми, не более не допускать вышесказанного и ожогов рабочих горячими	

брызгами. В полностью расплавленный и частично обезвоженный битум загружают наполнитель (резиновую крошку). Наполнитель должен быть сухим. Влажный наполнитель увеличивает время приготовления мастики и ухудшает ее качество. Нельзя допускать попадания в плавящийся битум воды, так как это приводит к вспучиванию массы и выходу ее из котла, а нанесенная изоляция из такой мастики будет пористой.

Температура битумной мастики должна замеряться при помощи термометра со шкалой до 250 °. При замерах термометр не должен касаться стенок котла. Разогретая битумная мастика до нанесения на трубопровод должна быть процежена через металлическую сетку с ячейками размером 2 – 3 мм.

Марки битумной мастики в зависимости от условий применения выбирают в соответствии с требованиями табл. 1.3 и 1.4.

Таблица 1.3- Состав мастики

Марка мастики	Массовая доля, %			
	Битумы нефтяные изолированные		Резиновая крошка из амортизированных автопокрышек	Пластификатор (зеленое масло)
	БН-70/30	БН-90/10		
МБР – 65	88	-	5	7
МБР – 76	88	-	7	5
МБР – 90	93	-	7	5
МБР - 100 – 1	45	45	10	-
МБР - 100 – 2	-	83	12	5

Таблица 1.4- Физико – механические свойства мастик

Марка мастик и	Физико – механические свойства мастики			Допускаемая температура, °С	
	Температура размягчения по КИШ, °С, не менее	Глубина проникания иглы при 25 °С, десятые доли мм, не менее	Растяжимость при 25 °С, см, не менее	Транспортируемого по трубопроводу продукта, не более	Окружающего воздуха при нанесении в пределах
МБР 65	40		4	30	30
4 Комплексная оценка технического состояния магистрального нефтепровода					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

65					
МБР – 75	78	30	4	25	От +15 до -15
МБР – 90	90	10	3	35	От +35 до -10
МБР - 100	100	15	2	40	От +40 до -5

На качество изоляционного покрытия существенное влияние оказывает усилие натяжения полотнища материала при нанесении на трубопровод армирующих материалов по горячей мастике. Натяжение должно быть тщательно отрегулировано тормозными устройствами шпуль изоляционной машины.

Температура мастики, необходимая для получения покрытия за один проход, приведена в табл.1.7.

В случае применения битумных мастик при более низкой температуре (но не ниже минус 30 °С) изоляционно – укладочные работы следует проводить только смещенным методом, подогревая трубопровод до положительных температур, но не выше указанных в таблице для данной мастики, и предохраняя его от охлаждения путем немедленной засыпки грунтом после укладки на дно траншеи.

Армирующие и оберточные рулонные материалы наносят одновременно с изоляцией путём намотки по спирали (той же изоляционной машиной) с нахлестом витков не менее 3 см без гофр, морщин и складок.

Нахлест концов обертки должно быть 10-15 см.

Нахлест смежных витков полимерной ленты при однослойной намотке должен быть не менее 3 см. Для получения двухслойного покрытия наносимый виток должен перекрывать уложенный на 50% его ширины плюс 3 см.

Пластифицированная битумная намотка должна наноситься на очищенную поверхность нефтепровода по свеженанесенной грунтовке. Намотка поливинилхлоридной ленты должна производиться сразу по слою мастики без гофр, морщин, перекосов и отвисаний. Выдавливание и утонение битумного слоя от усиленного натяга ленты не допускается. Величина нахлеста должна быть не

менее 20-25 мм.					<i>Комплексная оценка технического состояния магистрального нефтепровода</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Использование покрытий на основе битумных изоляционных мастик на трубопроводах диаметром 1020 мм допускается при температуре воздуха в период нанесения покрытий не выше плюс 25 °С.

Таблица 1.6 Температурный режим нанесения битумной мастики

Температура окружающего воздуха, °С	Температура мастики в ванне изоляционной машины, °С
Свыше 30	145
От 30 до 10	150-155
От 10 до минус 15	155-165
От минус 5 до минус 15	165-175
От минус 15 до минус 25	175-185
Ниже минус 25	185-190

1.5. Виды выборочного ремонта дефектных участков магистрального нефтепровода

Вид выборочного ремонта дефектных участков магистрального нефтепровода выбирается в соответствии со следующими требованиями:

- несущая способность трубы с дефектом должна быть отремонтирована до степени исправной трубы;
- вид ремонтных работ должен являться подходящим согласно экономическим критериям.

По экономическим критериям допускается:

- использование вырезки дефектного участка вместо установки нескольких муфт или вместо проведения сплошной заварки коррозионных дефектов;
- установка муфт взамен заварки категории коррозионных недостатков или риск.

Заварка дефектов (наплавка металла)

Этот вид выборочного ремонта используется для дефектов типа "потеря металла" (коррозионные язвы, риски).

Присутствие наплавки должна быть реконструирована первоначальная толщина стенки на местах потери металла с остаточной толщиной не менее 5 мм.

Максимальное допустимое давление в трубе при заварке определяется из следующих условий:

$$P_{\text{зав}} \leq 0,4t, \text{ МПа} \quad \text{при } t_{\text{ост}} \leq 8,75 \text{ мм};$$

$$P_{\text{зав}} \leq 3,5 \text{ МПа} \quad \text{при } t_{\text{ост}} \geq 8,75 \text{ мм}.$$

Установка ремонтных муфт

Ремонт сварными муфтами производится без остановки действующего нефтепровода при снижении рабочего давления.

Ремонт сварными муфтами применяется для трубопроводов I-IV категорий [9] из цельнотянутых, прямошовных и спиралешовных труб.

Срок службы ремонтных муфт должен быть равен сроку службы ремонтируемого трубопровода.

Для выборочного ремонта дефектов рекомендуются [4,14] два типа муфт, которые отличаются друг от друга следующими основными особенностями:

- к первому типу относятся только усиливающие муфты, которые при установке не привариваются к стенке дефектной трубы. Муфты данных конструкций используются при обеспечении гарантии герметичности трубопровода;

- ко второму типу относятся герметичные муфты, которые привариваются к поверхности трубы кольцевыми угловыми швами.

Муфты каждого типа подразделяются на обжимные и необжимные.

При установке обжимных муфт, когда муфта плотно прилегает к дефектному месту трубы, достигается более полная ее разгрузка за счет самой муфты.

Для выполнения ремонтных работ на действующем нефтепроводе применяется следующие конструкции муфт.

Усиливающая обжимная не привариваемая муфта (далее **муфта № 1**). Данная муфта устанавливается в случае отсутствия преград на плоскости трубы с целью плотного прилегания муфты к ремонтируемому дефекту трубы, уменьшения

						<i>Комплексная оценка технического состояния магистрального нефтепровода</i>	Лист №
Изм.	Исполн.	Нач. отд. инж.	Подпись	Дата			

кольцевых растягивающих усилий в участке дефекта и предупреждения выпучивания металла трубы.

Муфта № 1 складывается из 2-х полумуфт, которые свариваются между собой продольными стыковыми швами. Муфта №1 допускается к установке на спирале-шовных трубах и трубах из термо-упрочненных и дисперсионно твердеющих сталей.

Муфта данной конструкции состоит из двух полумуфт и не привариваемых к поверхности трубы двух колец, каждое из которых состоит из двух полуколец.

Первоначально на трубу устанавливаются и свариваются продольными швами кольца.

Смещения внутренней муфты должно быть не менее 100 мм.

Продольные швы колец и муфты выполняются на металлической подкладке.

Перед установкой муфты усиление продольных швов на кольцах (в местах нахлестки) предварительно снимается шлифовальной машиной.

После заполнения кольцевого пространства между муфтой и трубой отверстия закрываются винтовыми пробками.

Концы муфты герметизируются (силиконовым уплотнителем или другими материалами) с целью предотвращения утечки наполнителя и исключения попадания влаги и, как следствие, возникновения щелевой коррозии между трубой и муфтой.

Муфта №2 должна быть установлена на спиралешовных трубах и трубах из термо-упрочненных и дисперсионно-твердеющих сталей.

Усиливающая герметичная привариваемая не обжимная или обжимная муфта (далее муфта № 3).

Муфта устанавливается в случае сквозных дефектов и дефектов глубиной до $0,80-0,90 \delta$ на основном металле трубы и дефектов в сварных соединениях (δ - толщина стенки трубы).

Расстояние смещения между продольными швами колец и внутренней муфты должно быть не менее 100 мм.

Зазор между муфтой и трубой заполняется упрочняющим наполнителем типа эпоксидной смолы. Для муфт № 3 допускается производить заполнение некорродирующей жидкостью: дизельным топливом, машинным маслом, нефтью.

Для обеспечения герметичности муфты после заполнения кольцевого пространства между муфтой и трубой отверстия закрываются винтовыми пробками и обвариваются ручной дуговой сваркой.

Муфта №3 не допускается к установке на спирале-шовных трубах и трубах из термо-упрочненных и дисперсионно-твердеющих сталей.

Данная муфта устанавливается в случае дефектов глубиной более 0,80-0,90 δ на основном металле трубы и обязана выдерживать нагрузку давления и при наличии сквозных недостатков стенки трубопровода.

С каждой стороны внутренней муфты на расстоянии не менее 100 мм устанавливаются кольца, каждое из которых первоначально сваривается продольными швами.

Расстояние смещения между продольными швами муфты должно быть не менее 100 мм.

Внутренняя сторона колец приваривается к трубе кольцевыми угловыми швами.

Каждая из двух наружных муфт после установки и сварки продольных стыковых швов приваривается к внутренней муфте и к кольцу кольцевыми угловыми швами.

Двойной кольцевой шов "наружная муфта - кольцо" и "кольцо - труба" обеспечивают деформативность и надежность концевых участков муфты.

Наружные муфты должны обеспечить герметизацию в случае возникновения сквозных дефектов, в частности, трещин в зоне угловых швов на трубе.

В случае короткой внутренней муфты предпочтительнее применить одну наружную муфту большей длины, которая приваривается только к кольцам угловыми швами. Такая муфта эффективнее сопротивляется напряжениям при изгибе трубопровода.

					<i>Комплексная оценка технического состояния магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

В муфту № 4 наполнитель (эпоксидная смола) не заливается. Концы конструкции муфты изолируются для предотвращения попадания влаги под кольца муфты.

При наличии протяженного дефекта допускается установка ремонтных муфт (муфты №1, №2, №3 и №4) длиной более 3000мм, но не более 7000мм при условии технического обоснования.

					<i>Комплексная оценка технического состояния магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2.ОРГАНИЗАЦИОННО – ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОДГОТОВКА КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА

2.1 Организационно – технические мероприятия

К мероприятиям организационно – техническим относятся;

- с целью уточнения выполнения объема работ, обследование технического состояния магистрального нефтепровода ;
- для ремонта нефтепровода составить план;;
- составить план для профиля нефтепровода по материалам, что бы не превышал 2-х лет срока давности;
- подготовка по материалам изысканий, поставленного плана и профиля перехода МНПП с согласованием организационно - технических условий;
- получение и оформление технических условий;
- утверждение и согласование в определенном порядке, задания на проектирование КР перехода МНПП;
- осуществление рабочего проекта, его согласование, утверждение в установленном порядке;
- формирование документов по отводу земель;
- регулирования проведения КР перехода МНПП с соответствующими органами надзора, органами власти, организациями;
- формирование и регулирование документов на сооружение объездной дороги в период ремонтных дорог, через автомобильные дороги или остановку железнодорожного движения;
- предоставление целой промышленной и проектной документации на капитальный ремонт переходов РСУ или привлекаемой подрядной организации, с которой заключено соглашение.

Организационные мероприятия, выполняемые подрядными организациями:
проектной организацией:

- разработку и участие в согласовании рабочего проекта на капитальный ремонт перехода;

					<i>Организационно-техническая подготовка капитального ремонта</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- составление и представление заказчику на согласование и утверждение технических условий для проектирования организации КР перехода МНПП (ПОС);
- подготовку, согласование с заказчиком и утверждение ППР на КР перехода МНПП.

2.2 Подготовительные работы

Подрядчиком (РСУ) выполняются последующие работы:

- работу вдоль трассовых и подъездных (при необходимости - устройство) дорог, мостов;
- расположение и облагораживание полевых городков, разрешение вопросов питания, обихода работников;
- спецоборудование пунктов погрузки и выгрузки.

Производство ремонтных работ разрешается начинать после завершения организационно-технической подготовки и получения письменного разрешения от руководства АО МН на право производства работ.

Перед началом работ исполнитель должен поставить в известность местные органы надзора о сроках проведения работ по капитальному ремонту нефтепровод.

3 ИСПЫТАНИЕ ОТРЕМОНТИРОВАННОГО УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА

3.1. Общие положения

Присутствие ремонта нефтепровода с заменой труб снова проводимый участок перед его подсоединением в главную линию подлежит проверке в надежность и контролю на герметичность.

Следует провести очистку полости трубы перед проведением испытаний.

Методы, характеристики и схемы выполнения очищения полости и проверки трубопровода формируются в трудовом плане.

План должен учитывать очистку грязной воды (или жидкости) после промывки полости трубы.

В трудовом плане должен быть сделан проверочный подсчет на устойчивость трубопровода против всплытия на обводненных участках.

В основе установленных заключений решений по очистке и испытанию нефтепровода подрядчик обязан создать специальную инструкцию, устанавливающую выполнение данных работ.

3.2 Очистка полости трубопроводов

Полость нефтепровода должна быть очищена от окалин и грата, а также случайно попавших случайно при строительстве внутрь нефтепровода грунта, воды и различных предметов. Очистку полости нефтепровода выполняют одним из следующих способов:

- промывкой с пропуском очистных поршней или поршней-разделителей;
- продувкой с пропуском очистных поршней, а при необходимости и поршней-разделителей;
- продувкой без пропуска очистных поршней.

Полость линейной части и лупинги нефтепроводов, как правило, очищают продувкой воздухом с пропуском ерша - разделителя.

Очистка полости подземных нефтепроводов должна производиться после укладки и засыпки, наземных – после укладки и обвалования, надземных –

после укладки крепления на опорах. Испытание отремонтированного участка					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	нефтепровода

На нефтепроводах, монтируемых без внутренних центраторов, следует производить предварительную очистку полости протягиванием очистных устройств в процессе сборки трубопроводов в нитку.

Промывке с пропуском очистных поршней или поршней – разделителей следует подвергать нефтепроводы, испытание которых предусмотрено в проекте гидравлическим способом.

При промывке нефтепроводов перед пропуском очистных поршней или поршней – разделителей должна быть залита вода в объеме 10- 15 % объема полости очищаемого участка. Скорость перемещения очистных поршней или поршней – разделителей при промывке должна быть не менее 1 км/ч. (рис. 3.8).

Продувке с пропуском очистных поршней должны подвергаться нефтепроводы диаметром 219 мм и более, укладываемые подземно и на земно.

При продувке очистные поршни пропускаются по участкам нефтепровода протяженностью не более расстояния между линейной арматурой под давлением сжатого воздуха, поступающего из ресивера (баллона), устанавливаемого на прилегающем участке.

Давление воздуха в ресивере при соотношении длин ресивера и продуваемого участка 1:1 определяется по табл. 3.43.

На нефтепроводах, монтируемых на опорах, продувка должна проводиться с пропуском поршней – разделителей. Последние следует пропускать под давлением сжатого воздуха или природного газа со скоростью не более 10 км/ч по участкам протяженностью не более 10 км. После пропуска поршней – разделителей окончательное удаление загрязнений производят продувкой без пропуска очистных устройств путем создания в нефтепроводе скоростных потоков воздуха (или газа).

Продувке без пропуска очистных поршней подвергаются нефтепроводы диаметром менее 219 мм; в этом случае используют скоростные потоки воздуха, подаваемые из ресивера, расположенного на прилегающем участке.

Давление воздуха в ресивере при соотношении длин ресивера и продуваемого участка не менее 261 определяется по табл. 3.1. Протяженность					Изм.	Лист		
Испытание отремонтированного участка нефтепровода					№ докум.	Подпись	Дата	Лист

участка нефтепровода, продуваемого без пропуска очистных поршней, не должна превышать 5 км.

Продувка считается законченной, когда после вылета очистного устройства из продувочного патрубка выходит струя незагрязненного воздуха и газа.

В случае, если после вылета очистного устройства из продувочного патрубка выходит вода, то по нефтепроводу дополнительно следует пропустить поршни – разделители.

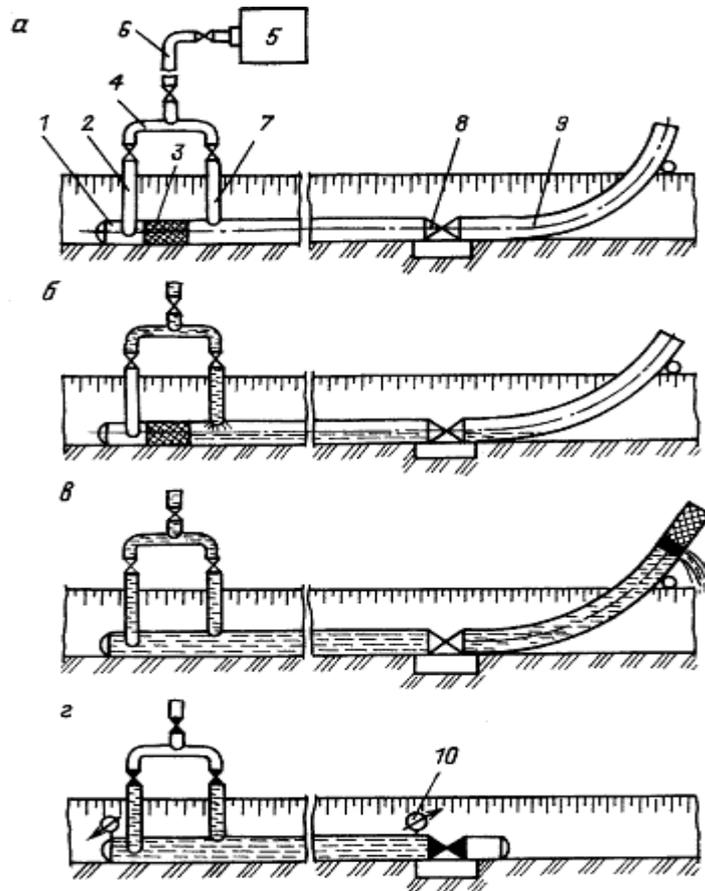
При продувке нефтепровода пропуск и выпуск загрязнений и очистных поршней через линейную арматуру запрещаются.

При застревании в нефтепроводе в процессе продувки или промывки очистного устройства оно должно быть извлечено из нефтепровода и этот участок подлежит повторной продувке или промывке.

После очистки полости нефтепровода любым из указанных способов на концах очищенного участка устанавливают временные инвентарные заглушки [21].

Таблица 3.1 – Давление воздуха в ресивере для продувки участков нефтепроводов

Условный диаметр нефтепровода, мм	Давление в ресивере, МПа (кгс/см ²)	
	для нефтепроводов, очищенных протягиванием очистных устройств	для нефтепроводов, не очищенных протягиванием очистных устройств
До 400	0,6 (6)	1,2 (12)
От 500 до 800	0,5 (5)	1 (10)
От 1000 до 1400	0,4 (4)	0,8 (8)



а - подготовка участка к промывке; б – подача воды перед поршнем – разделителем; - пропуск поршня – разделителя в потоке воды; - подготовка участка к испытанию; 1 – очищаемый участок; 2, 7 – перепускные патрубки с кранами; 3 – поршень – разделитель; 4 – коллектор; 5 – наполнительные агрегаты; 6 – подводящий патрубок; 8 – линейная арматура; 9 – сливной патрубок; 10 – манометр.

Рис. 3.1.- Схема производства работ при промывке нефтепровода

В процессе очистки полости нефтепровода вслед за поршнями – разделителями необходимо пропустить поршни – калибры, которые могут быть различны по конструкции, но все они базируются на поршнях – разделителях. самая элементарная конструкция – это когда на передней части поршня – разделителя монтируется на фланцевом соединении цельная или лепестковая диафрагма из листовой стали диаметром, обеспечивающим проход снарядов – дефектоскопов, и толщиной, зависящей от диаметра нефтепровода, скорости потока и т.д., т.е такой, при которой диафрагма при ударе о препятствия свободно прогибалась бы и поршень мог проходить дальше.

					Испытание отремонтированного участка нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Тем самым определяется наличие препятствия, но не устанавливается их количество и месторасположение. При наличии препятствий следующим пропускают поршень – калибр с жесткой диафрагмой и индикацией месторасположения. В местах остановки поршня – калибра трубопровод вскрывают, вырезают дефектный участок, а поршень – калибр пропускают дальше. По выбору заказчика (эксплуатирующей организации) может быть сразу осуществлен пропуск поршня – калибра с индикацией месторасположения без предварительного пропуска проходящего поршня – калибра.

Выполнение указанной работы уже на стадии строительства позволит обеспечить в дальнейшем беспрепятственный пропуск очистных, инспекционных и других специальных устройств.

Выполнение внутритрубной диагностики нефтепроводов еще до ввода их в эксплуатацию должно быть приоритетным, а после создания или приобретения многоцелевых инспекционных снарядов – обязательным.

Связанные с этим сложности заключаются в необходимости строительства временных камер приема и пуска диагностических снарядов и многократной прокачки воды на диагностируемом участке. При наличии многоцелевого инспекционного снаряда необходимость в кратности прокачки воды резко сократится.

Выявленные дефекты, как правило устраняют удалением дефектных мест.

3.3. Испытание трубопровода на прочность и проверка на герметичность

Испытание отремонтированных с заменой труб участков магистральных нефтепроводов на прочность и проверку на герметичность проводят после полной готовности участка (полной засыпки, обвалования или крепления на опорах, очистки полости, установки арматуры и приборов, катодных выводов и представления исполнительной документации на испытываемый объем).

Испытание участков нефтепроводов на прочность и проверку на герметичность следует осуществлять гидравлическим (водой, незамерзающими жидкостями) и как исключение – пневматическим (воздухом) способом.

					<i>Испытание отремонтированного участка нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Нефтепровод испытывают как правило, испытывают гидравлическим способом (рис.3.2).

Гидравлический способ испытаний имеет ряд преимуществ:

1) при заполнении нефтепровода водой или другой жидкостью уже до испытания формируется в какой-то степени ложе трубопровода за счет веса трубы с водой и оттаивания мерзлого грунта (если имеется такой грунт). В нефтепроводе создаются напряжения, близки к тем, которые возникнут в процессе эксплуатации, а их предельность в какой-то степени выявится при испытании:

2) даже незначительный выход жидкости дает возможность уловить это по падению давления в трубопроводе;

3) при порыве нефтепроводе происходит кратковременный выброс жидкости и ее последующее последние излияние.

Пневматический способ испытание применяется в исключительных случаях:

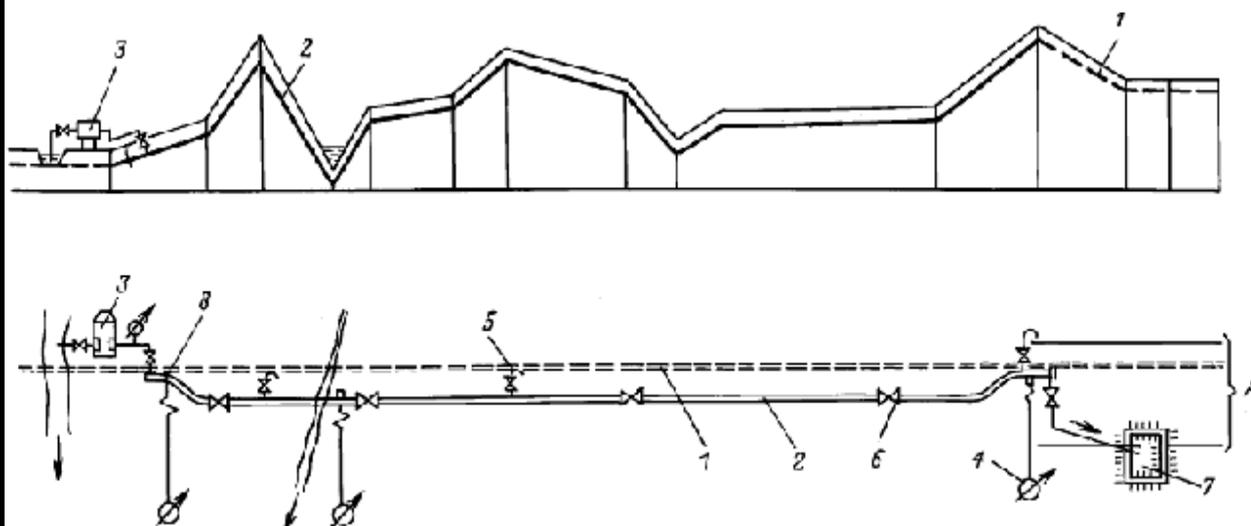
- при отсутствии на ремонтируемом участке воды или другой жидкости, пригодной для испытаний;

- при недопустимости слива жидкости после опрессовки на ремонтируемом участке или откачки ее в месте возможного слива или переработки;

- в горной и пересеченной местности, когда границы испытываемых участков приходится на сложную для производства строительно-монтажных работ местности в зимний период;

- при необходимости создать равнопрочный участок на всем протяжении в горной или пересеченной местности.

					<i>Испытание отремонтированного участка нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



1 – существующий нефтепровод; 2 – прокладываемый участок нефтепровода; 3 – опрессовочный агрегат; 4 – манометр (вторичный прибор); 5 – воздухопускной кран (вантуз); 6 – линейная арматура; 7 – амбар для сброса воды; 8 – датчик давления; А – опасная зона (150 – 200 м)

Рис. 3.2 Схема гидравлического испытания участка нефтепровода

Способы испытания, границы участков, значения испытательных давлений и схема проведения испытания, в которой указаны места забора и слива воды, согласованные с заинтересованными организациями, а так же обустройство временных коммуникаций определяются проектом.

Протяженность испытываемых участков не ограничивается, за исключением случаев гидравлического испытания, когда протяженность участков назначается с учетом гидростатического давления.

В зависимости от категории участков нефтепроводов и их назначения, а так же этапов производства работ и испытаний значения давлений и продолжительность испытаний нефтепроводов на прочность и проверки их на герметичность будут различными.

При испытании гидравлическим способом:

а) на прочность

В нижней точке $P_{исп} = P_{зав}$ ($P_{зав}$ – гарантированные заводом испытательные давления без учета осевого подпора) для участков всех категорий; в верхней точке $P_{раб} = 1,25 P_{раб}$ для участков всех категорий; в верхней точке $P_{исп} = 1,25 P_{раб}$ для участков I и II категорий и $P_{исп} = 1,1 P_{раб}$ для участков III и IV

					Испытание отремонтированного участка нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

категорий, кроме участков, построенных из цельнотянутых труб, для которых в верхней точке $P_{исп} = 1,25P_{раб}$ для всех категорий. Продолжительность испытаний на прочность – 24 часа.

Для прилегающих прибрежных участков водных преград на втором этапе испытания, т.е. после укладки, но до засыпки нефтепровода продолжительность испытания может ограничиваться 12 ч, но третий этап должен быть не менее 24 ч;

б) на герметичность

Давление при проверке на герметичность принимается равным $P_{раб}$; продолжительность проверки определяется временем, необходимым для тщательного осмотра трассы с целью выявления утечек, но не менее 12 ч.

При совместном испытании на прочность участков I и II категорий с участками III и IV категорий нижняя точка принимается на участке III (IV) категории, при этом испытательное давление в любой точке этих участков не должно превышать заводского испытательного давления.

Временные трубопроводы для подключения дополнительных, опрессовочных агрегатов и компрессоров и компрессоров должны быть предварительно подвергнуты гидравлическому испытанию на давление не менее $1,25 P_{раб}$ испытываемых нефтепроводов и не менее $P_{исп}$ нефтепроводов в точке подключения.

Участки нефтепроводов должны подвергаться циклическому гидравлическому испытанию на прочность и проверке на герметичность. При этом количество циклов должно быть не менее трех, а значение испытательного давления в каждом цикле должно изменяться от $P_{зав}$ до $P_{раб}$.

При испытании участка нефтепровода допускается повышение давления до значения, вызывающего напряжение в металле трубы до предела текучести с учетом минусового допуска на толщину стенки.

Общее время выдержки участка нефтепровода под испытательным давлением без учета времени циклов снижения давления и восстановления – не менее 24 ч.

					<i>Испытание отремонтированного участка нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

Время выдержки участка под испытательным давлением должно быть не менее, ч:

до первого цикла снижения давления - 6;

между циклами снижения давления – 3;

после ликвидации последнего дефекта последнего цикла снижения давления -3.

Подвергаемый испытанию на прочность и проверке на герметичность ремонтируемый участок нефтепровода следует разделить на отдельные участки, ограниченные заглушками или линейной арматурой.

Линейная арматура может быть использована в качестве ограничительного элемента при испытании в случае, если перепад давлений не превышает максимальной величины, допустимой для данного типа арматуры.

Для выявления утечек воздуха в процессе закачки в трубопровод следует добавлять одорант.

При пневматическом испытании подъем давления в нефтепроводе следует производить плавно – не более 0,3 Мпа (3кгс/см²) в час, с осмотром трассы при давлении, равном 0,3 испытательного, но не выше 2Мпа (20кгс/см²). На время осмотра подъем давления должен быть прекращен . Дальнейший подъем давления до испытательного следует производить без остановок. Под испытательным давлением нефтепровод должен быть выдержан для стабилизации давления и температуры в течении 12 ч при открытых кранах байпасных линий и закрытых линейных задвижках (кранах) или прикрытых задвижках (при отсутствии байпасных линий).

Затем следует снизить давление до до рабочего, после чего закрыть краны байпасных линий и задвижки и провести осмотр трассы, наблюдения и замеры давления в течении не менее 12ч. При подъеме давления от 0,3 Р_{исп} до Р_{исп} и в течении 12 ч при стабилизации давления, температуры и испытаниях на прочность осмотр трассы запрещается.

Осмотр трассы следует производить только после снижения испытательного

давления до рабочего с целью проверки нефтепровода на герметичность					Лис
нефтепровода					
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат	

При заполнении нефтепроводов водой для гидравлического испытания из труб должен быть полностью удален воздух. Удаление воздуха осуществляется поршнями – разделителями или через воздухопускные краны, устанавливаемые в местах возможного скопления воздуха.

Нефтепровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания его на прочность давление остается неизменным, а при проверке на герметичность не будут обнаружены утечки.

При пневматическом испытании нефтепровода на прочность допускается снижение давления на 1 % за 12 ч.

При обнаружении утечек визуально, по звуку, запаху или с помощью приборов участок нефтепровода подлежит ремонту и повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность.

После испытания нефтепровода на прочность и проверки на герметичность гидравлическим способом из него должна быть полностью удалена вода.

Заполнение нефтепровода на участках переходов через водные преграды нефтью должно производиться таким образом, чтобы полностью исключить возможность поступления в полость трубопровода воздуха.

При всех способах испытания на прочность и герметичность для измерения давления должны применяться проверенные опломбированные и имеющие паспорт дистанционные приборы или манометры класса точности не ниже 1 и с предельной шкалой на давление около $4/3$ испытательного, устанавливаемые вне опасной зоны.

О производстве и результатах очистки полости, а так же испытаниях нефтепроводов на прочность и проверке их на герметичность необходимо составить акты.

Удаление воды может осуществляться следующим способами:

пропуском поршней-разделителей под давлением сжатого воздуха со сбросом воды в специально подготовленные котлованы, амбары, а так же в амбары защитных сооружений от разлива нефти и нефтепродуктов при повреждениях нефтепроводов;

					<i>Испытание отремонтированного участка нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

сбросом воды (самотеком или откачкой насосами) в пониженных точках рельефа местности;

пропуском поршней-разделителей под давлением перекачиваемого продукта или самим транспортируемым продуктом (прямой контакт) со сбросом воды в емкости одной из перекачивающих станций или нефтеперерабатывающих заводов, где возможен отстой воды и последующая очистка до санитарных норм.

Наиболее предпочтителен сброс воды под давлением сжатого воздуха. Учитывая, что опрессовочная вода обычно обескислорожена и губительно действует на флору и фауну водоемов, а так же содержит некоторое количество механических примесей (окалину, песок, ил), воду необходимо сбрасывать первоначально в специально подготовленные котлованы или существующие амбары, откуда после соответствующего отстоя ее откачивают в водоемы (реку, озеро, водоканал) или на рельеф по согласованию с соответствующими надзорными органами и владельцами земли.

Способ удаления воды из нефтепроводов устанавливается проектом по согласованию с эксплуатирующей нефтепровод организации и другими заинтересованными организациями и надзорными органами.

После удаления воды концы труб заглушаются.

					<i>Испытание отремонтированного участка нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

4.РЕМОНТ МЕТОДОМ ЗАМЕНЫ МУФТЫ, КАТУШКИ

4.1 Характеристика, особенности, преимущества ремонта методом замены муфты, катушки

4.2 Основные технические положения процесса

Подготовка муфты к сварке

Конструктивные и технологические требования при заготовительных, сварочных и сборочных работах по выборочному ремонту с применением сварной муфты должны соответствовать [2,14].

Перед установкой муфты каждый обнаруженный в результате ДДК локальный поверхностный дефект коррозионного характера на трубах может быть устранен ручной дуговой сваркой.

Перед началом ремонтных работ необходимо проверить соответствие муфты чертежам и провести ее визуальный осмотр.

Муфта, в случае необходимости, с наружной и внутренней поверхности должна быть очищена от ржавчины шлифовальной машинкой с металлической щеткой.

Дефекты в виде трещин, закатов, вмятин на поверхности муфты не допускаются.

Выявленные поверхностные дефекты в виде царапин и задиров глубиной более 0,2 мм и не превышающие 5% толщины стенки муфты устраняются зачисткой. Толщина стенки муфты в местах зачистки не должна выходить за пределы минусового допуска. Проверка толщины стенки должна проводиться ультразвуковым толщиномером.

					<i>Ремонт магистрального нефтепровода методом замены муфты, катушки</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Глушко М.М</i>			<i>Ремонт методом замены муфты, катушки</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова</i>						
<i>Консульт.</i>								
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко</i>						
						ТПУ гр.3-2Б11		

Необходимо также провести проверку фактической толщины стенки муфты, размеры кромок (угла скоса, величины притупления) для сварки продольных стыков муфты и перпендикулярность кромок для сварки кольцевых угловых швов (при приварке муфты или ее элементов к трубе нефтепровода).

В случае несоответствия размеров муфты или ее элементов при установке на ремонтируемую трубу допускается их уменьшение до требуемых значений с помощью газовой резки с последующей обработкой кромок шлифовальной машинкой.

Перед сборкой муфты необходимо провести очистку до металлического блеска кромок и прилегающих к ним наружной и внутренней поверхности муфт на ширину не менее 10,0 мм.

При установке на трубу муфта должна перекрывать дефект на расстоянии не менее 100 мм с каждой стороны, для труб диаметром до 300 мм - не менее 30% диаметра с каждой стороны.

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

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

Сварочные материалы.

Все сварочные работы выполняются методом ручной дуговой сварки.

Для ручной дуговой сварки муфты применяются электроды с основным видом покрытия.

Марки электродов должны быть сертифицированы для трубопроводного строительства, и удовлетворять требованиям [19,20], а также техническим условиям на их поставку.

Перед проведением сварочных работ электроды должны пройти входной контроль, включающий:

					Ремонт методом замены муфты, катушки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

- проверку сертификатов завода-изготовителя и их соответствия требованиям стандарта или технических условий;
- проверку сохранности упаковки и электродов;
- проверку соответствия электродов требованиям по качеству [19]
- изготовления, разности толщины и механической прочности электродного покрытия;
- проверку сварочно-технологических свойств электродов.

Сварочно-технологические свойства электродов должны обеспечивать:

- легкое зажигание дуги и стабильность её горения во всех пространственных положениях;
- равномерное плавление покрытия без чрезмерного разбрызгивания, отделения кусков и образования "козырька";
- необходимое формирование шва и легкое удаление сварочного шлака.

Требования к сварке муфты.

Для выполнения сварных соединений муфты применяется многослойная сварка.

К сварке муфт предъявляются следующие требования:

- при сварке продольных стыков муфты необходимо обеспечить гарантированное проплавление кромок по всей длине шва и полностью исключить приварку муфты к трубе нефтепровода в продольном направлении;
- при сварке кольцевых угловых швов муфты (при приварке муфты к трубе) необходимо не допустить прожога стенки трубы, обеспечить удовлетворительное формирование и необходимую форму углового шва по всему периметру, гарантированное проплавление нахлесточного соединения и сплавление между слоями, а также исключить подрезы сварного шва на поверхности трубы.

Сварка продольных швов муфты.

Для сварки применяется симметричная V-образная разделка или несимметричная (более экономичная) V-образная разделка.

Во избежание приварки муфты к основной трубе нефтепровода сварка

					<i>Ремонт методом замены муфты, катушки</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

продольных стыков должна проводиться на металлической подкладке толщиной 1,2-2,0 мм и шириной 35-40 мм. В качестве материала подкладки используется малоуглеродистая сталь (марок 10, 20, Ст.3).

Подкладка устанавливается по всей длине шва перед сборкой двух половин муфты на трубе. Подкладка должна выступать с каждой стороны продольного

стыка на величину не более 30-40 мм. Перекос подкладки от оси шва не допускается. После сварки свободные концы подкладки удаляются с помощью шлифовальной машинки.

Стыки под сварку должны собираться с зазорами, приведенными в табл.4.1.

Смещение стыкуемых кромок муфты не должно превышать 20% толщины стенки, но не более 3,0 мм.

Для муфты с толщиной стенки до 10,0 мм допускается смещение кромок до 40% толщины стенки, но не более 2,0 мм.

Таблица 4.1

Величина зазора при сборке продольных стыков муфты

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

Сборка муфты и ее фиксирование на трубе производится с помощью съемных приспособлений, которые обеспечивают обжатие муфты по отношению к трубе.

В качестве сборочных приспособлений к применению рекомендуется наружные роликозвенные центраторы или гидравлические цепные приспособления, а также приспособления жесткой конструкции.

Количество сборочных приспособлений определяется длиной муфты или

ее элементами и составляет не менее 2-х на каждый метр длины.

При установке муфты на трубу запрещается наносить удары кувалдой или другими предметами с целью получения необходимого обжатия.

После сборки муфты на трубе необходимо проводить проверку зазора и смещения стыкуемых кромок.

Одновременно должен проводиться контроль величины зазора между стенками муфты (или ее элементов) и основной трубой нефтепровода по всему периметру.

Непосредственно перед прихваткой и сваркой корневого слоя шва собранного продольного стыка необходимо провести предварительный подогрев кромок муфты.

Необходимость предварительного подогрева и его параметры определяются толщиной стенки муфты, температурой окружающего воздуха и показателем свариваемости основного металла муфты $S_{экв}$ (см. табл.4.2).

Предварительный подогрев следует осуществлять электрическими нагревательными устройствами (или с использованием индукционного метода), обеспечивающими равномерный нагрев металла по всему сечению свариваемых кромок по всей длине продольного стыка.

Таблица 4.2- Температура предварительного подогрева кромок муфты при сварке продольных стыковых швов

Эквивалент углерода металла	Температура предварительного подогрева, °С		
	Толщина стенки муфты, мм		
$S_{экв}$	до 10	от 10 до 15	свыше 15
0,37-0,41	подогрев не требуется	100°С при температуре окружающего	100°С
0,42-0,46	подогрев не требуется	100°С при температуре окружающего воздуха ниже 0°С	100°С

					<i>Ремонт методом замены муфты, катушки</i>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

Ширина зоны нагрева по оси стыка должна быть не менее 100 мм.

Температуру подогрева следует контролировать прибором ТК-1 или термо-карандашами. Контроль температуры предварительного подогрева следует выполнять перед началом сварки на расстоянии 10-15 мм от кромки муфты. Температура должна замеряться не менее чем, в 3-5 точках в зависимости от длины продольного стыка.

Прихватка продольных стыков проводится равномерно по длине стыка между сборочными приспособлениями.

Видимые дефекты на прихватках (поры, шлаки, свищи и др.) должны устраняться шлифовальной машинкой. Прихватки с недопустимыми дефектами (трещинами, надрывами) должны быть полностью удалены (срезаны) шлифовальной машинкой и заварены вновь.

После выполнения прихваток проводится сварка продольных стыков муфты.

Рекомендуемые режимы сварки продольных швов муфты приведены в табл.4.4.

Таблица 4.4-Режимы сварки продольных стыковых соединений муфты

Сварочные слои	Диаметр электрода, мм	Сварочный ток, А
1	2	3
Первый (корневой)	3,0 - 3,2	90 – 110
Заполняющие: - первый - последующие	3,0 - 3,2 3,0 - 3,2 (4,0)	90 – 120 100-120 (140-160)
Облицовочный	3,0 (4,0)	100-120 (130-150)

При сварке продольных швов вход и выход дуги должен проводиться на технологических пластинах длиной 40-60 мм, которые предварительно прихватываются по краям муфты, а после сварки убираются шлифовальной машинкой.

					<i>Ремонт методом замены муфты, катушки</i>	<i>Лис</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

Сборочные приспособления двух половин муфты могут быть сняты только после сварки не менее 80% длины корневого слоя шва. Перед продолжением сварки корневого слоя шва после снятия сборочных приспособлений все сваренные участки швов должны быть зачищены от шлака, а начало и концы швов прорезаны шлифовальной машинкой.

Обнаруженные дефекты сварки первого (корневого) слоя (не заваренные кратеры, одиночные поры, скопления пор и др.) должны быть устранены. Видимые дефекты заполняющих и облицовочного слоев шва также устраняются.

При сварке продольных стыков муфты перерывы в работе не допускаются. В случае вынужденных перерывов необходимо обеспечить медленное и равномерное охлаждение стыков путем укрытия их войлоком или листовым асбестом.

При возобновлении сварки необходимо провести повторный подогрев недоваренных стыков.

Продольные стыки муфты оставлять незаконченными не разрешается.

По окончании сварки продольные швы муфты должны быть накрыты негорючими теплоизоляционными материалами с целью уменьшения скорости охлаждения.

Сварка муфты с трубой нефтепровода

Сварка муфты с трубой нефтепровода проводится кольцевыми угловыми швами.

Для сварки муфты (или ее элементов) с трубой нефтепровода применяется нахлесточное соединение без скоса кромок (при одинаковой толщине муфты и стенки трубы) или со скосом одной кромки (при толщине муфты больше чем толщина стенки трубы).

В месте приварки кольцевых угловых швов предварительно должна проверяться фактическая толщина стенки трубы.

Для облегчения ведения процесса ручной сварки участки с наименьшей толщиной стенки должны отмечаться по периметру трубы. Муфта (или ее

					<i>Ремонт методом замены муфты, катушки</i>	<i>Лист</i>
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

элементы) по периметру трубы должны собираться по возможности без зазора. Допустимая величина зазора между муфтой (или ее элементами) и основной трубой не должна превышать 1,5 мм. Допускается зазор величиной до 20 мм на длине не более 150 мм по периметру трубы.

При этом подогрев по периметру муфты и трубы должен быть равномерным. Ширина нагрева должна составлять не менее 100 мм. Температура подогрева должна контролироваться прибором ТК-1 или термо-карандашами.

Сварка муфты к трубе нефтепровода всех слоев шва должна проводиться электродами типа Э50А

Прихватка муфты или ее элементов к основной трубе нефтепровода должна проводиться равномерно по периметру трубы. Постановка прихваток в месте пересечения продольных швов муфты не допускается. Количество прихваток составляет 6-8, их протяженность - 60-80 мм.

Сварка (прихватка) муфты и ее элементов к основной трубе нефтепровода кольцевыми угловыми швами производится в следующей последовательности:

- первоначально проводится проверка зазора между муфтой или ее элементами и трубой по периметру трубы;

- при зазоре между муфтой, накладываемой на дефект или ее элементами и трубой в пределах 0-2,0 мм первоначально на наружную поверхность по периметру трубы ручной дуговой сваркой последовательно по ширине шва должны наплавляться 3-4 параллельных с перекрытием валика;

- при большем зазоре (свыше 2,5 мм) рекомендуется накладывать второй ряд дополнительных валиков;

- по наплавленным швам должна выполняться сварка кольцевых проходов углового шва.

Сварку (наплавку) дополнительных валиков на наружную поверхность трубы нефтепровода следует выполнять на малых токах (не более 110 А) в направлении сверху вниз для уменьшения глубины проплавления. Для сварки дополнительных валиков рекомендуется использовать электроды ЛБ-52У(LB-52u) производства завода Kobe Steel (Япония) диаметром 3,2 мм.

Сварка проводится постоянным током обратной полярности.

Сварка дополнительных валиков должна проводиться в противоположных квадрантах окружности трубы одновременно двумя сварщиками. Каждый сварщик должен располагаться на одной стороне нефтепровода.

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

Сварка корневого и первых (один-два) заполняющих слоев шва выполняется по центру кольцевого углового соединения муфта - труба. Последующие слои шва и облицовка должны свариваться только параллельными проходами (валиками). Сварка проводится в направлении снизу вверх.

Сварка кольцевого углового шва по предварительно наплавленным валикам ограничивает тепловложение в основной металл трубы и приводит к снижению вероятности чрезмерного повышения твердости металла в зоне термического влияния. Увеличивается также толщина металла в месте

наложения углового шва, что позволяет исключить прожог толщины стенки.

При сварке заполняющих и облицовочных слоев обратноступенчатым способом следует соблюдать правила смещения "замков" на величину не менее 30-40 мм.

Последующие заполняющие слои, а также облицовка должны свариваться электродами диаметром 3,0-3,2 и 4,0 мм.

Сварку следует выполнять постоянным током обратной полярности ("+"-электрод).

Рекомендуемые режимы ручной дуговой сварки кольцевых угловых швов муфты или ее элементов с трубой приведены в табл.4.5.

Количество слоев при сварке определяется толщиной стенки муфты или ее элементов.

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

					<i>Ремонт методом замены муфты, катушки</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

Таблица 4.5 - Режимы ручной дуговой сварки

Сварочные слои	Направление сварки	Диаметр электрода, мм	Сварочный ток, А
1	2	3	4
Наплавочные на поверхность трубы (слои 1-5)	Сверху-вниз	3,2	90 – 110
Корневой (слой 6)	Снизу-вверх	3,0-3,2	90 – 120
Заполняющие: - первый (слой 7) - второй (слой 8) - последующие (слои 8-9)	Снизу-вверх	3,0-3,2 3,0-3,2 3,0-3,2 (4,0)	90 – 120 100 - 120 100 -120 (120-140) 140)
Облицовка (слои 10-12)	Снизу-вверх	3,0-3,2 (4,0)	100-120 (130-140)

При сварке кольцевых угловых швов муфты к трубе перерывы в работе не допускаются. Сварные угловые соединения муфт оставлять незаконченными не разрешается.

Сварка кольцевых угловых швов производится по обычной технологии, т.е. без наплавки дополнительных валиков.

В процессе сварки угловых швов должен осуществляться пооперационный внешний осмотр качества выполнения каждого слоя шва на

После сварки углового шва устанавливаются боковые кольца. Производится сварка продольных швов. Затем проводится сварка кольцевого стыка.

После сварки ремонтной муфты необходимо поставить клейма сварщиков. Клеймение проводится краской или маркером.

4.3 Контроль качества и приемки ремонтных работ проведенных данным способом

Для обеспечения требуемого уровня качества ремонтных работ и сварных соединений необходимо выполнять:

- пооперационный контроль;

					<i>Ремонт методом замены муфты, катушки</i>	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		

- визуальный контроль;
- контроль неразрушающими методами.

Пооперационный контроль выполняется в процессе проведения технологических операций .

При сборке сварных соединений под сварку проверяют:

- качество зачистки кромок и прилегающих к ним наружной и внутренней поверхностей;
- величину смещения стыкуемых кромок;
- величину технологических зазоров.

Перед установкой муфты на трубу проводится проверка подготовки поверхности трубы и дефектного участка.

При просушке или предварительном подогреве свариваемых кромок проводится контроль температуры подогрева.

В процессе сварки осуществляется контроль режимов сварки (величины сварочного тока), последовательности наложения слоев при обратноступенчатом способе сварки, порядка наложения слоев в разделку при выполнении продольных стыковых соединений и кольцевых угловых соединений муфты, применяемых сварочных материалов (типа и марки электродов, диаметр).

При изготовлении муфт из сегментов труб после окончания сварки осуществляется контроль режимов термообработки.

При визуальном контроле оценивается качество формирования продольных и кольцевых угловых швов, отсутствие наплывов, выходящих на поверхность дефектов, не заваренных кратеров и видимых подрезов.

Производится проверка геометрических размеров продольных, а также оценка формы кольцевых угловых швов в различных пространственных положениях.

По результатам измерений продольные швы муфты и кольцевые швы приварки боковых колец должны удовлетворять следующим требованиям:

- усиление наружных швов должно иметь высоту в пределах 1,0-2,5 мм при толщине стенки до 10 мм, включительно, и 1,0-3,0 мм при толщине стенки более 10мм;

					<i>Ремонт методом замены муфты, катушки</i>	<i>Лис</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

- ширина шва должна перекрывать основной металл в каждую сторону от шва на 2,5-3,5 мм и иметь плавный переход на основной металл;

- величина наружного смещения кромок не должна превышать допустимых значений.

Усиление (выпуклость) кольцевых угловых швов (при приварке муфты к трубе), выполненных в нижнем положении допускается не более 2 мм, в других пространственных положениях - не более 3 мм.

Ослабление (вогнутость) угловых сварных соединений при сварке во всех пространственных положениях допускается не более 1 мм.

Окончательная форма углового сварного шва приведена на технологической карте.

Форма углового шва проверяется с помощью специального шаблона сварщика.

Подрезы на основном металле ремонтируемой трубы не допускаются.

Сварные соединения муфты, выполненные ручной дуговой сваркой, которые по результатам визуального контроля отвечают требованиям настоящего раздела, подвергаются неразрушающему контролю.

При изготовлении муфты из труб контроль качества продольных швов укрупнения проводится до их термообработки с применением радиографического метода.

Дефектность (нормы отбраковки) продольных сварных швов должна соответствовать следующим требованиям:

- трещины, непровары, прожоги и несплавления между кромками и слоями швов не допускаются;

- допускаются шлаковые включения на участке шва длиной 150 мм со следующими ограничениями:

- одно шлаковое включение размером 13,0x1,5 мм;

- два шлаковых включения каждое размером 6,5x1,5мм, находящихся на расстоянии 75 мм друг от друга;

- три шлаковых включения каждые размером 3,0x1,5 мм, находящихся

на расстоянии 50 мм друг от друга.

				<i>Ремонт методом замены муфты, катушки</i>		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Допускается наличие газовых пор в металле шва размером до 3,0 мм с ограничениями, представленными в табл.4.6.

Таблица 4.6-Требования к пористости сварных швов

Диаметр газовой поры, мм	Величина ближайшего дефекта, (диаметр), мм	Минимальное расстояние между дефектами (порами), мм	Допускаемая сумма диаметров пор на длине сварного шва 150 мм
1	2	3	4
3,0	3,0	50,0	6,5
3,0	1,5	25,0	6,5
3,0	0,8	13,0	6,5
3,0	0,5	9,5	6,5
1,5	1,5	13,0	6,5
1,5	0,8	9,5	6,5
1,5	0,4	6,5	6,5
0,8	0,8	6,5	6,5

Критерием оценки качества шва при ультразвуковом контроле (УЗК) является амплитуда сигнала от контролируемого участка сварного шва.

Тест-образец для настройки дефектов скопа выполняется из трубы такого же типоразмера, что и контролируемая.

За порог, при котором участок сварного шва считается дефектным, принимается амплитуда сигнала, превышающая сигнал от цилиндрического, сквозного отверстия диаметром 1,6 мм.

При ручном ультразвуковом контроле за порог, при котором участок сварного шва считается дефектным, принимается амплитуда сигнала, превышающая сигнал искусственных отражателей в виде зарубки 2x2 мм.

Дефекты сварных соединений по результатам ультразвукового контроля относят к одному из следующих видов:

- непротяженные (одиночные поры, компактные шлаковые включения);
- протяженные (трещины, не провары, не сплавления, удлиненные шлаки).

По результатам ультразвукового контроля продольных сварных соединений годным считают сварное соединение, в котором отсутствуют:

- непротяженные дефекты, амплитуда эхо-сигнала от которых превышает амплитуду эхо-сигнала от контрольного отражателя в СОП, или

Ремонт методом замены муфты, катушки					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	

условная протяженность которых в шве превышает 10 мм на 150 мм длины сварного шва;

- протяженные дефекты в сечении и корне продольного шва не допускаются.

Контроль качества кольцевых угловых швов (осуществляется после сварки отдельных элементов) должен проводиться методом ультразвуковой дефектоскопии в соответствии с требованиями [12].

Контроль кольцевых угловых швов должен проводиться после окончания приварки отдельных элементов муфты к трубе.

По результатам ультразвукового контроля кольцевых угловых сварных соединений годным считается сварное соединение, в котором отсутствуют:

- непротяженные и протяженные дефекты на линиях сплавления муфты

и основного металла трубы не допускаются;

- непротяженные и протяженные дефекты в сечении кольцевого углового шва разбраковывают в соответствии с требованиями [12].

Методы и объемы неразрушающего контроля сварных соединений муфт приведены в табл.4.8.

Таблица 4.8 - Методы и объемы контроля сварных соединений муфт

Типы сварных соединений муфт	Методы неразрушающего	Объем контроля, %
1	2	3
Продольные стыковые и кольцевые приварки боковых колец	Ультразвуковой	100
Кольцевые угловые при приварке муфты к трубе	Ультразвуковой	100

Результаты ультразвукового контроля оформляют в виде заключения установленной формы, к заключению должна быть приложена схема проконтролированного соединения с указанием на ней мест расположения выявленных дефектов.

					<i>Ремонт методом замены муфты, катушки</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были проработаны нормативно - технические документы, регламентирующие вопросы ремонта магистральных трубопроводов, способ установки муфты, врезка катушки на трубопровод, изоляционно – укладочных работ и их безопасного ведения.

В данной дипломной работе были рассмотрены следующие вопросы:

- основные теоретические аспекты ремонта магистрального нефтепровода;
- организационно – технических подготовок капитального ремонта;
- испытание отремонтированного участка нефтепровода;
- ремонт методом замены муфты, катушки.

Задача дипломного проекта выбрать оптимальные способы выполнения ремонта магистрального нефтепровода, а именно:

1. Ремонт с установкой муфт.

Методы ремонта с установкой муфт имеют серьезные недостатки:

- необходимость применения сварки на теле трубопровода, заполненного продуктом (для приварных муфт);
- отсутствие универсальности конструкции для дефектов любых типов;
- невозможность ремонта трещин в основном металле и сварных швах;
- проблема ремонта труб с овальностью (даже величиной до 1% от диаметра трубы);
- возможность возникновения коррозионных процессов в пространстве между трубой и муфтой (для приварных муфт), что вызывает необходимость заполнения пространства антикоррозионными жидкостями.

Достоинства установки муфт:

- ремонт магистральных трубопроводов без остановки перекачки нефти;
- могут быть отремонтированы такие дефекты как: коррозия, царапины,

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>Ремонт магистрального нефтепровода методом замены муфты, катушки</i>			
Разраб.		Глушко М.М.						
Руковод.		Антропова			<i>Заключение</i>	Лит.	Лист	Листов
Консульт.								
Зав. Каф.		Рудаченко						
						ТПУ гр.3-2Б11		

расслоения, дефекты сварных швов, вмятины;

- изоляционная лента имеет армированное стекловолокно как в продольном, так и в поперечном направлении, что должно увеличить прочность

ремонтной конструкции при изгибных нагрузках (в отличии от Clock Spring)

2. Ремонт установки катушки.

Методы ремонта с установкой катушки имеют следующие недостатки:

- остановка перекачки до полного удаления дефектного участка;
- отключение участка нефтепровода с опасным дефектом и лупингование оставшихся участков с параллельным нефтепроводом.

Достоинства установки катушки:

- вырезка дефектного участка и замена на новый.

Таким образом, можно сделать вывод, что наиболее перспективными в настоящее время методами ремонта магистрального нефтепровода без остановки перекачки являются методы ремонта с установкой муфт. Ремонт участков нефтепроводов с заменой труб или частью трубы («катушки») может быть применен при выборочном ремонте участков нефтепроводов, имеющих опасные дефекты, т.е. нарушение геометрии стенок труб (вмятины, гофры) выше допустимых пределов.

					<i>Заключение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		