

Федеральное государственное автономное

образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Н.Д. Булчаев

« ____ » _____ 20 __ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01.Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Композитно-муфтовая технология ремонта промысловых и магистральных
трубопроводов.

Руководитель _____ доцент, канд. техн. наук Н.Д. Булчаев
подпись, дата

Выпускник _____ Е.В. Мешков
подпись, дата

Консультант:
Безопасность и экологичность _____ Е.В.Мусяиченко
подпись, дата

Нормоконтролер _____ С. В. Коржова
подпись, дата

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Н.Д. Булчаев

« ____ » _____ 20 ____ г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Мешкову Евгению Викторовичу

Группа ЗНБ 13-04В1

21.03.01.Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: Композитно - муфтовая технология ремонта промысловых и магистральных трубопроводов

Утверждена приказом по университету № 7029/с от 31мая 2017 г.

Руководитель ВКР заведующий кафедры РЭНГМ, ИНиГ СФУ Н.Д. Булчаев.

Исходные данные для ВКР: Пакет технической, технологической и нормативной информации, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, научная литература, отчеты о научно-исследовательской работе.

Перечень разделов ВКР

1. Описательная часть, 2. Расчетная часть, 3. Специальная часть, 5. Безопасность и экологичность.

Руководитель

подпись

Н.Д. Булчаев

Задание принял к исполнению

подпись

Е.В. Мешков

« ___ » _____ 20__ г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 75 с., 19 рисунков, 11 таблиц, 13 источников.

Объектом исследования является участок «Самара – Красноармейское» магистрального нефтепровода «Куйбышев – Лисичанск».

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ технологии выполнения композитно-муфтовой технологии при ремонте нефтепроводов.

В работе описан метод ремонта несквозного дефекта нефтепровода.

В работе расписана поэтапная технология сварочно-монтажных, земляных работ. Так же подробным образом расписано строение, назначение муфты П1.

Данная выпускная квалификационная работа выполнена в полном соответствии с действующей руководящей документации по ремонту магистральных нефтепроводов. В работе предоставлены данные НТД «Диоскан» на участок магистрального нефтепровода «Куйбышев – Лисичанск» с визуализацией дефектов, пригодных для ремонта с использованием композитно-муфтовой технологией.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Описательная часть	8
1.1 Характеристика участка «Самара – Красноармейское» нефтепровода «Куйбышев – Лисичанск»	8
1.2 Наземное оборудование нефтепровода.....	9
1.3 Перекачивающие станции.....	11
1.4 Характеристика труб нефтепровода.....	13
1.5 Ультразвуковой метод внутритрубной диагностики участка 92-131 км магистрального нефтепровода «Куйбышев –Лисичанск»	14
1.5.1 Описание метода	14
1.5.2 Используемое оборудование.....	15
1.5.3 Обоснование в необходимости проведения дополнительного ручного контроля нефтепровода.....	17
1.6 Результаты диагностического обследования	18
1.6.1 Результаты внутритрубной диагностики участка МН.....	18
1.6.2 Характеристика устраняемых дефектов согласно данным внутритрубной диагностики.....	20
2. Расчетная часть.....	21
2.1 Гидравлический расчёт	21
2.1.1 Вывод из гидравлического расчёта	28
2.2 Расчёт толщины стенки трубопровода.....	28
2.2.1 Исходные данные	28
2.2.2 Расчет толщины стенки нефтепровода.....	29
2.2.3 Вывод из механического расчёта	31
3 Специальная часть.....	32
3.1 Производство работ по капитальному ремонту МН с применением композитно-муфтовой технологии.....	32
3.1.1 Применяемая композитная муфта П1	32

3.2 Подготовительные работы	34
3.3 Земляные работы	36
3.3.1 Разработка ремонтного котлована для монтажа муфты.....	39
3.4 Размагничивание трубопровода	41
3.5 Технология выполнения ремонтных работ. Основные положения	42
3.6 Технология изготовления ремонтной конструкции	43
3.7 Технология КТМ	44
3.8 Технология установки и сварки ремонтной конструкции на действующем трубопроводе	45
3.8.1 Требования к сварке муфты П1	46
3.8.2 Сварка муфты П1	49
3.8.3 Частичный ремонт коррозионных повреждений нефтепровода.....	51
3.9 Заполнение муфты герметиком	51
3.10 Очистка полости и испытание нефтепровода	52
3.11 Засыпка траншеи	54
4 Безопасность и экологичность.....	Ошибка! Закладка не определена.
4.1 Анализ потенциальных опасных и вред-ных производственных факторов при проведении работ	Ошибка! Закладка не определена.
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	Ошибка! Закладка не определена.
4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	Ошибка! Закладка не определена.
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	Ошибка! Закладка не определена.
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	Ошибка! Закладка не определена.
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	Ошибка! Закладка не определена.
4.7 Экологичность проекта	Ошибка! Закладка не определена.
Заключение	74

Список сокращений	74
Список использованных источников	76

ВВЕДЕНИЕ

В решении экономических и социальных задач трубопроводный транспорт приобрел важное народнохозяйственное значение. Объем транспортируемой по трубопроводам нефти составляет 95% объема транспортировки всеми видами транспорта.

Из-за того, что трубопроводы построены давно, имеется много отказов в их работе. Поэтому, чтобы не было аварии, лучше заранее произвести капитальный ремонт трубопровода. В данной работе рассматривается организация капитального ремонта нефтепровода «Куйбышев-Лисичанск» диаметр 1220 мм. В настоящее время капитальному ремонту во многом присущи основные элементы техники, технологии и организации строительства: прочность как главная форма организации производства работ, комплексная механизация и тому подобное. Капитальный ремонт нефтепровода представляет собой комплекс работ, в процессе которого ремонтируются или заменяются изношенные трубы на более прочные и экономичные для удлинения межремонтного срока эксплуатации.

Магистральный нефтепровод (МН) «Куйбышев-Лисичанск» диаметром 1220 мм является одним из самых крупных нефтепроводов, который эксплуатируется ОАО «Приволжскнефтепровод» АК Транснефть. Нефтепровод введен в эксплуатацию в 1977 году и проходит по территории Самарской, Саратовской, Волгоградской и Ростовской областей. В 2016 году в ремонтных работах существенно увеличилась доля трубопроводов большого диаметра (1020-1220 мм). Дело в том, что подошли к «критическому» возрасту нефтепроводы, построенные в 1970-1980 годах. В 2017 году ожидается усиление данной тенденции. Соответственно вопрос капитального ремонта магистральных трубопроводов является актуальной проблемой.

Для определения технического состояния магистрального нефтепровода, необходимости проведения ремонтных работ и допуска нефтепровода к эксплуатации применяется внутритрубная диагностика. Результаты внутритрубной диагностики участка «Самара – Красноармейское» магистрального нефтепровода «Куйбышев – Лисичанск» показали, что на некоторых участках нефтепровода имеются коррозионные повреждения значительной глубины, что уменьшает эксплуатационную надёжность нефтепровода. Следовательно, вопрос капитального ремонта магистрального нефтепровода является первостепенной задачей для бесперебойной и безаварийной перекачки нефти.

Основные методы устранения дефектов – монтаж маслonaполненных муфт, хомутов, приварка заплат, заплата каверн и замена участков. Одна из характерных черт технической политики АК Транснефть - повышенное внимание к надежности и безопасности системы магистральных нефтепроводов. Ее высокая работоспособность – гарантия выполнения договорных обязательств по транспортировке нефти. Надежность дефектного участка нефтепровода ,без его замены, во многих случаях можно обеспечить монтажом композитных муфт, поэтому рассмотрение композитно- муфтовой технологии ремонта промышленных и магистральных трубопроводов является актуальной задачей.

В данном проекте рассматривается капитальный ремонт с установкой композитной муфты П1 для ремонта обнаруженного диагностикой несквозного дефекта стенки нефтепровода. Ремонт магистрального нефтепровода выполняется в Саратовской области вблизи села Березняки. Описание композитно - муфтовой технологии ремонта магистральных трубопроводов выполняется на примере монтажа композитной муфты П-1 на участке «Самара – Красноармейское» магистрального нефтепровода «Куйбышев – Лисичанск».

1 Описательная часть

1.1 Характеристика участка «Самара – Красноармейское» нефтепровода «Куйбышев – Лисичанск»

В административном отношении участок реконструкции нефтепровода «Куйбышев-Лисичанск» Ду1200 расположен на Средне-Волжской возвышенности в центральной части Хворостянского района Самарской области.

Поверхность земли по всей трассе слабо холмистая с перепадом высотных отметок до 40,4 м. В геологическом отношении участок реконструкции сложен суглинками, глинами и глинистым песком. Мощность почвенно-растительного слоя - до 0,3 м.

Трасса ремонтного участка нефтепровода пересекает ручей Черненький в двух местах, железную дорогу «Звезда-Пугачев», железную дорогу «Кинель-Безенчук» и «Куйбышев-Безенчук», автодорогу (асфальт) «Чагра-Марьевка» и автодорогу со щебеночным покрытием «Хворостянка-Б. Роща».

Общая протяженность заболоченных участков реконструируемого нефтепровода составляет около 1,5 км.

Климат района строительства континентальный. Средняя годовая температура воздуха +1,5°C. Среднее годовое количество осадков составляет 450 мм/год. Среднегодовая относительная влажность воздуха – 71%. Расчетная глубина промерзания грунтов: глинистых - 172 см., песчаных – 210 см. Отметки высот по трассе колеблются в пределах: от 233,0 до 279,0 м. Район по строительной климатологии - 1В. Наибольшая скорость ветра - 5,2 м/сек. Нормативная ветровая нагрузка – 3МПа. Высота снежного покрова - 0,5-0,8 м.

Магистральный нефтепровод «Куйбышев-Лисичанск» диаметром 1220 мм начинается с головной нефтеперекачивающей станции «Самара-2», где нефть из резервуаров, благодаря подпорной и магистральной насосной станциям, закачивается в магистральный нефтепровод «Куйбышев-

Лисичанск». Линейная часть магистрального нефтепровода состоит из трубопровода диаметром 1220 мм с запорной арматурой, переходов через естественные и искусственные препятствия.

1.2 Наземное оборудование нефтепровода

В таблице 1.1 представлен перечень запорной арматуры, установленной на участке 0-142 км нефтепровода «Куйбышев-Лисичанск».

Таблица 1.1 – Сведения по запорной арматуре

№ п/п	Км	Технологический номер	Ду x Ру	Тип	Страна изготовитель	Год монтажа	Режим работы
1	0	101	700x64	клиновья	Россия	1977	местное
2	0	102	1200x80	шиберная	Россия	1977	местное
3	0	103	1200x64	клиновья	Италия	1977	местное
4	10	588	1200x64	клиновья	Россия	1977	местное
5	24	1	1200x64	клиновья	Россия	1977	телеуправлен.
6	25	2	1200x64	клиновья.	Россия	1977	местное
7	30	3	1200x80	шиберная	Италия	1977	телеуправлен.
8	40	4	1200x75	шиберная	Италия	1977	телеуправлен
9	58	5	1200x75	шиберная	Италия	1977	телеуправлен
10	65	6	1200x75	шиберная	Италия	1977	местное
11	66	1	800x64	клиновья	Россия	1977	местное
12	66	2	800x64	клиновья	Россия	1977	местное
13	66	3	800x64	клиновья	Россия	1977	местное
14	66	4	500x80	шиберная	Италия	1977	местное

Окончание таблицы 1.1

№ п/п	Км	Технологический номер	Ду х Ру	Тип	Страна изготовитель	Год монтажа	Режим работы
15	66	5	500х80	шиберная	Италия	1977	местное
16	66	6	500х64	клиновья	Россия	1977	местное
17	66	7	1200х64	клиновья	Россия	1977	местное
18	67	8	1200х64	клиновья	Россия	1977	местное
19	67	10	700х64	клиновья	Россия	1977	местное
20	67	11	700х64	клиновья	Россия	1977	местное
21	67	12	700х64	клиновья	Россия	1977	местное
22	67	35	700х64	клиновья	Россия	1977	местное
23	67	36	700х64	клиновья	Россия	1977	местное
24	67	37	700х64	клиновья	Россия	1977	местное
25	66	7	1200х75	шиберная	Италия	1977	местное
26	88	8	1200х75	шиберная	Италия	1977	телеуправлен
27	106	9	1200х75	шиберная	Италия	1977	телеуправлен
28	114	10	1200х80	шиберная	Италия	1977	телеуправлен
29	125	11	1200х80	шиберная	Италия	1977	телеуправлен
30	131	12	1200х75	шиберная	Италия	1977	телеуправлен
31	141	13	1200х75	шиберная	Италия	1977	местное
32	142	107	1200х75	клиновья	Россия	1977	местное

Нефтепровод, обслуживаемый Самарским РНУ, пересекает 2 реки, 9 автомобильных дорог и одну железную дорогу.

Таблица 1.2 – Сведения по переходам нефтепровода через железные, автомобильные дороги

№ п/п	Наименование перехода	Километр МН	Длина перехода, м
1	Автомобильная дорога «Самара-Оренбург»	2	50

Окончание таблицы 1.2

№ п/п	Наименование перехода	Километр МН	Длина перехода, м
2	Автоморога на промысел	13	96
3	Автоморога «Самара-Чимкент»	22	25
4	Автоморога «Самара-Пестравка»	58	45
5	Автоморога на подстанцию	86	34
6	Автоморога на поселок «Гражданский»	88	95
7	Автоморога «Самара-Волгоград»	89	65

1.3 Перекачивающие станции

Нефтеперекачивающая станция «Самара-2» является головной станцией, предназначенной для приема нефти из других трубопроводов, учета нефти и ее закачки из резервуаров в нефтепровод «Куйбышев-Лисичанск» диаметром 1220 мм. Нефтеперекачивающая станция включает в себя подпорную насосную, которая расположена на открытой площадке, площадку фильтров и счетчиков, магистральную насосную, блок регуляторов давления, площадку запуска средств очистки и диагностики и резервуарный парк. Нефть из подводящих нефтепроводов проходит площадку фильтров, где очищается от посторонних предметов, далее направляется в резервуарный парк, где производится ее отстаивание от воды и механических примесей. Для закачки нефти из резервуаров в магистральный нефтепровод «Куйбышев-Лисичанск» используется подпорная и магистральная насосные. Площадка пуска средств очистки и диагностики служит для запуска скребков (магнитных, щеточных) которые пропускаются по участку нефтепровода по графику, но не реже одного раза в квартал, а также диагностических приборов: Калипер, Ультраскан WM, Магнескан и Ультраскан CD.

Таблица 1.3 - Характеристика перекачиваемой нефти

Наименование	Плотность кг/м ³		Вязкость, сСт,	
	лето	зима	лето	зима
Усредненные значения	869	875	25	17

Нефть перекачивается по нефтепроводу «Куйбышев-Лисичанск» 1220 мм с головной перекачивающей станции Самара-2 через промежуточную насосную станцию БКНС «Любецкая». Нефть поступает на НПС «Совхозная-3» через приемную задвижку № 109(см. технологическую схему), расположенную в узле подключения станции (или узле пуска-приема очистных устройств). Узел пуска и приема очистных устройств позволяет вести перекачку нефти как через НПС «Совхозная-3», так и минуя ее. При перекачке нефти через НПС открыты задвижки NN109,110, а задвижка NN113 - закрыта. При перекачке нефти, минуя НПС, открыты задвижки NN114,115, а задвижки NN109,110 - закрыты. Нефть проходит через фильтры-грязеуловители NN1,2,3, где она очищается от механических примесей, парафино-смолистых отложений, посторонних предметов. Перепады давления в фильтрах-грязеуловителях необходимо регистрировать через определенные промежутки времени, чтобы контролировать степень загрязнения фильтров-грязеуловителей.

Линейно-производственная диспетчерская станция «Самара» является станцией начала эксплуатационного участка. Остальные насосные являются промежуточными: «Любецкая», «Совхозная», «Грачи», «Бородаевка», «Терновка», «Красноармейское». Схематическое расположение этих станций на трассе участка показано на рисунке 1.1.

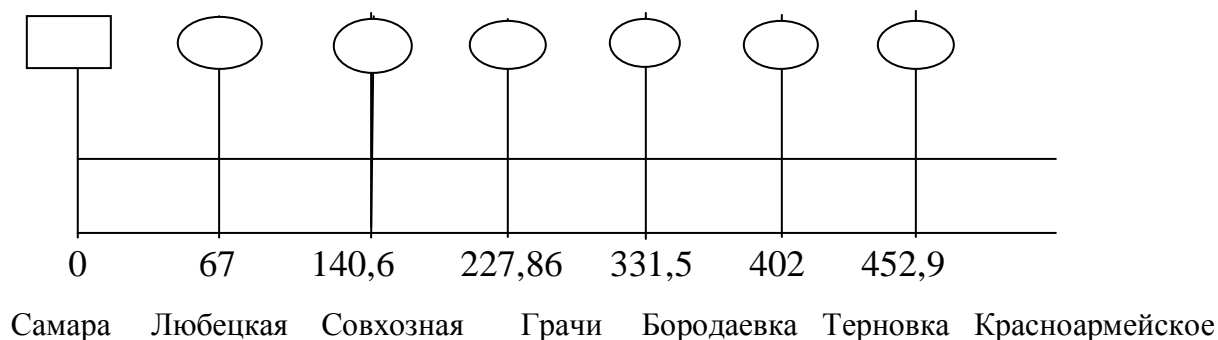


Рисунок 1.1 - Расположение НПС на участке
«Самара – Красноармейское»

Общая протяженность технологических трубопроводов НПС «Самара-2», границы которых определяются входными и выходными задвижками, составляет 11964,3 м.

1.4 Характеристика труб нефтепровода

На основной нитке проложены трубы диаметром $D=1220$ мм. Трубы из стали 17Г1С, 17Г1С-У, 13Г1С-У. Характеристика труб и металла, из которых они изготовлены, представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Характеристика труб и металла

№ п/п	Марка стали	Завод-изготовитель, номер ТУ	Характеристики металла труб		Дополнительно к сертификату
			Временное сопротивление разрыву, МПа (кгс/мм ²)	Предел текучести, МПа (кг/мм ²)	Значение коэффициента надежности по материалу k1
1	17Г1С	Челябинский ТПЗ ТУ-14-3-109-73	510 (52)	353 (36)	1,47
2	13Г1С-У	Харцизский ТПЗ ТУ-14-3-1464-87	510 (52)	363 (37)	1,47
3	17Г1С	Челябинский ТПЗ ТУ-14-3-1698-90	510 (52)	363 (37)	1,47
4	17Г1С-У	Челябинский ТПЗ ТУ-14-3-1698-90	510 (52)	363 (37)	1,47
5	13Г1С-У	Харцизский ТПЗ ТУ-У 14-8-2-97	510 (52)	363 (37)	1,34
6	Импортная	Манесман ТУ-48-75	588 (60)	411 (42)	1,4

1.5 Ультразвуковой метод внутритрубной диагностики участка 92-131 км магистрального нефтепровода «Куйбышев –Лисичанск»

1.5.1 Описание метода

Метод внутритрубной ультразвуковой диагностики основан на процессе распространения ультразвуковых колебаний. Ультразвуковые волны, испускаемые преобразователем внутритрубного прибора (находящегося вблизи внутренней стенки нефтепровода), отражаются от внешней поверхности и принимаются обратно. В случае наличия дефекта, несплошности металла трубы, УЗ волны отражаются от дефекта, а не от внешней стенки. На рисунке

1.2 приведен пример ультразвукового контроля монолитной пластины (рисунок 1.2 а), и результат контроля (рисунок 1.2 б)- монограмма. Из результатов контроля можно сделать вывод о достоверности метода.

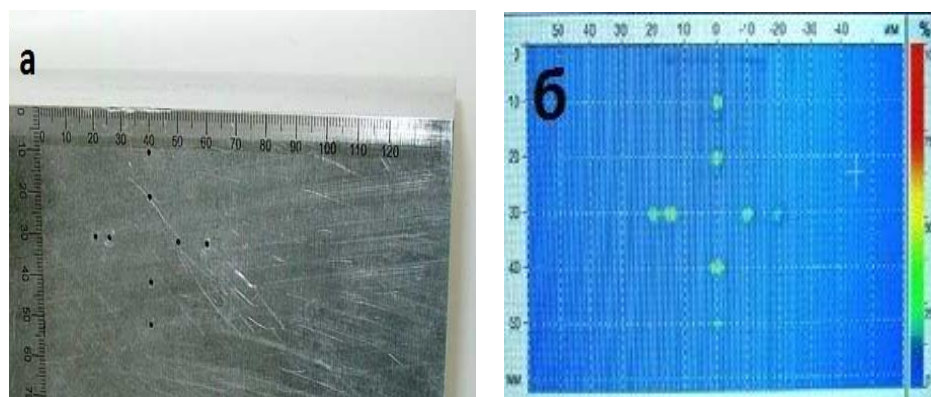


Рисунок 1.2. - Проверка достоверности УЗК

По затуханию УЗ волны, местоположению дефекта и его размеру можно определить его характеристики, то есть годность к эксплуатации. Таким образом, внутритрубная диагностика на основе ультразвукового контроля позволяет определить необходимость в ремонте трубопровода. Так же данный метод позволяет определить фактическую толщину стенки нефтепровода. Разница в проектной и фактической толщине стенки характеризует потерю металла, то есть коррозию.

1.5.2 Используемое оборудование

Дефектоскоп Ультраскан (рисунок 1.3) предназначен для определения дефектов стенки трубы методом ультразвуковой толщинометрии радиально установленными ультразвуковыми датчиками. Наличие и расположение дефекта в стенке трубы определяется по времени прихода ультразвуковых сигналов, отраженных от внутренней и наружной поверхности или неоднородности внутри стенки трубы, позволяя тем самым определять кроме наружных и внутренних потерь металла, различного рода несплошности в металле трубы, как то: расслоения, шлаковые и иные включения.



Рисунок 1.3 - Снаряд-дефектоскоп «Ультраскан» WM

Снаряды обеспечивают обнаружение следующих типов дефектов: внутренней и внешней коррозии; эрозии; царапин, надрезов (вызывающих потерю металла); расслоений; газовых пор; шлаковых включений.

Дефектоскоп Ультраскан снабжен системой измерения пройденного расстояния (одометрические колеса), системой приема-передачи электромагнитных сигналов низкой частоты, а также программируемой микропроцессорной системой управления (мастер-системой). Дефектоскоп Ультраскан состоит из секций – стальных герметичных корпусов (с расположенной внутри электроникой, накопителями информации и батареями) и носителя датчиков, связанных между собой при помощи карданных соединений и кабелей. Количество секций и состав каждой секции определяются возможностью компоновки электроники и батарей в ограниченном объеме корпуса, габаритные размеры которого должны обеспечить контроль трубопровода с определенными характеристиками. Для трубопроводов диаметром более 720 мм дефектоскоп выполнен односекционным. В передней части ведущей секции установлен бампер, закрывающий антенну приемопередатчика, находящуюся в защитном карболитовом кожухе. Каждая секция и носитель датчиков снабжены полиуретановыми манжетами, предназначенными для центрирования и обеспечения движения снаряда по трубопроводу потоком перекачиваемого продукта. На каждом герметичном корпусе установлены также конические манжеты, служащие для предотвращения застревания снаряда в тройниках, не

оборудованных предохранительными решетками. В задней части секции электроники на подпружиненных рычагах установлены одометрические колеса.

Снаряд может без повреждений проходить по трубопроводам с подкладными кольцами толщиной до 8 мм, установленными на сварных швах внутри трубопровода.

1.5.3 Обоснование в необходимости проведения дополнительного ручного контроля нефтепровода

Все внутритрубные диагностические снаряды имеют минимальный радиус отвода, преодолеваемого снарядом (цельнотянутого колена): $1,5 D_n$ на 90° .

Снаряд может без повреждений проходить сегментные отводы, состоящие из 5 сегментов с углом 15° и 2 сегментов $7,5^\circ$ с радиусом поворота $3D_n$ и более. В связи с этим, внутритрубные диагностические снаряды, основанные на любом методе контроля, не могут проходить кривые повороты магистрального нефтепровода с радиусом поворота более значения 3-х диаметров трубы (рисунок 1.4). На таких участках требуется проведение шурфования (частичного вскрытия) либо полного вскрытия МН до верхней образующей с целью проведения диагностики технического состояния. Такие участки МН отмечаются маркерами, согласно профилю МГ и предварительным обследованием трассоискателем.



Рисунок 1.4 - Радиус поворота МН на 119,4 км. Кривая поворота МН (при сооружении) со значением угла более 3-х диаметров выделен красным кругом

Установка маркеров при первом пропуске снарядов-дефектоскопов осуществляется с интервалом 1,5 – 2 км. Вторичная установка маркеров производится в тех точках, где имелись пропущенные маркерные пункты при первом пропуске и где по данным первого пропуска снаряда-дефектоскопа имеют место потери информации. Ручная диагностика выполняется на участках МН, на которых маркеры установлены вторично (такие маркеры имеют специальную отметку).

1.6 Результаты диагностического обследования

1.6.1 Результаты внутритрубной диагностики участка МН

Дефекты представляют из себя очаговую коррозию (рисунок 1.5.). Потеря металла такова, что при толщине стенки, равной 12мм делает дальнейшую эксплуатацию нефтепровода опасной.

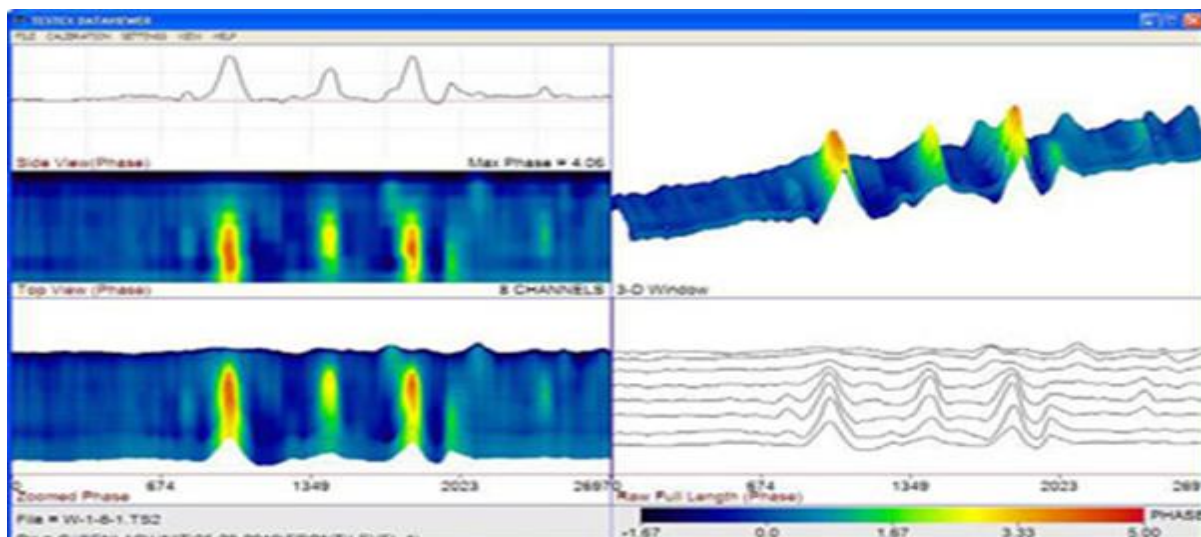


Рисунок 1.5 - Расшифровка данных ВТД на программном обеспечении «Setronik»

Подтверждением достоверности данных ВТД является шурфование (вскрытие) дефектного участка МН для проведения Визуально-измерительного контроля (ВИК) в целях подтверждения результатов ВТД.

Шурфование и визуально-измерительный контроль (ВИК) подтверждают данные внутритрубной диагностики (рисунок 1.6).



Рисунок 1.6 - Визуально видимая коррозия секции № 2260.

Красной зоной отмечены участки очаговой коррозии. Толщина стенки в отмеченных зонах нефтепровода 7,68-8,16 мм.

1.6.2 Характеристика устраняемых дефектов согласно данным внутритрубной диагностики

С помощью обхвата тела трубопровода композитной муфтой устраняется несквозной дефект тела трубопровода. Дефект- коррозионная секция №2260 (рисунок 1.7) которая по расчетам ОАО ЦТД «ДИАСКАН» являются дефектом ПОР (первоочередного ремонта) и имеют следующие параметры: Секция №2260 по отчету M0087: описание дефекта – «коррозионная секция»; площадь коррозии – 38% от общей площади трубы; номер коррозионной секции 2260; длина трубной секции 10,49 м; толщина стенки коррозионной секции – 11,7 мм; длина участка секции с очаговой коррозией -1,2 м; устранение дефекта - монтаж муфты П1 на коррозионный участок МН; угловое положение продольного шва – 356 градусов. Расстояние от ближайшего маркера (ориентира) №2 +728,18 метров.

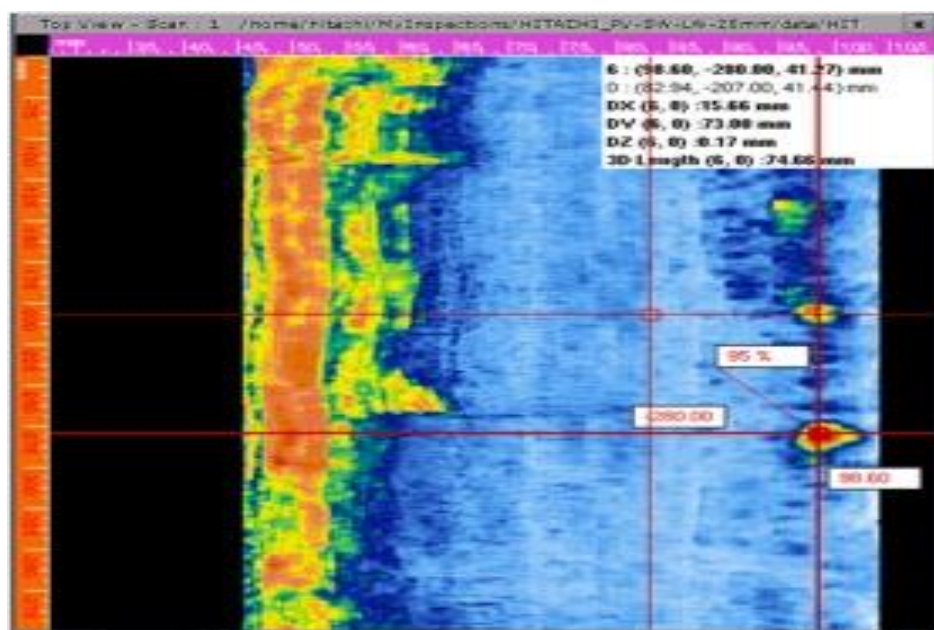


Рисунок 1.7 - Отчет «Диоскана» о результатах диагностики секции 2260 в программном обеспечении IL STUDIO

2. Расчетная часть

2.1 Гидравлический расчёт

Произвести технологический расчет нефтепровода при следующих исходных данных:

- | | |
|---|--|
| 1) разность геодезических отметок | $\Delta Z = 135 \text{ м};$ |
| 2) годовой план перекачки нефти | $G_r = 72,7 \cdot 10^6 \text{ т/г};$ |
| 3) расчетная температура нефти | $t_p = 0 \text{ }^\circ\text{C};$ |
| 4) плотность нефти при 20°C | $\rho_{20^\circ\text{C}} = 862,5 \text{ кг/м}^3;$ |
| 5) коэффициенты кинематической вязкости | $\nu_{20^\circ\text{C}} = 18,61 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с};$
$\nu_{25^\circ\text{C}} = 15,47 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с};$ |
| 6) остаточный напор | $h_{\text{кп}} = 12 \text{ м};$ |
| 7) число эксплуатационных участков | $N_3 = 1.$ |

Технологический расчет трубопровода (ТРТ) выполняется при проектировании трубопроводов для определения параметров:

- трубы: диаметр, толщина стенки с учетом прочностных характеристик металла;

- перекачивающих агрегатов, обеспечивающих транспортировку заданного (планового) объема продукта с учетом его физических свойств на заданное расстояние с учетом высотных отметок начала и конца трубопровода.

Получаемые в процессе расчета величины уточняются выбором из нормализованного ряда стандартных значений, а расчетные потери напора в трубопроводе при транспортировке продукта сравниваются с напором, развиваемым перекачивающими станциями. Естественно, что ТРТ заканчивается, когда вышеуказанные величины равны между собой (допустимое отличие 1%), однако, на практике, первый "проход" не приводит к равенству и ТРТ дополняется:

- либо расчетом длины лупинга или вставки трубы другого диаметра;

- либо расчетом обрезки рабочих колес перекачивающих агрегатов.

Общий алгоритм ТРТ выглядит так:



Рисунок 2.1 – Алгоритм технологического расчета трубопровода

Расчетное значение плотности ρ_p [кг/м³] и кинематической вязкости продукта ν_p [м²/сек] определяются по формулам:

$$\rho_p = \rho_3 - (1,825 - 0,001315 \cdot \rho_3) \cdot (t_p - t_3) = 862,5 - (1,825 - 0,001315 \cdot 862,5) (0 - 20) = 876,32 \text{ кг/м}^3, \quad (2.1)$$

где ρ_3 – заданная плотность при заданной температуре t_3 [°C];

ρ_p – расчетная плотность продукта при расчетной температуре t_p [°C].

$$\lg \cdot \lg(\nu_p + 0,8) = a + v \cdot \lg \cdot T_p, \quad (2.2)$$

где ν_p – расчетная кинематическая вязкость продукта при расчетной температуре T_p [°K], в свою очередь определяемой из соотношения

$$T_p = 273 + t_p,$$

$$\lg \lg(\nu + 0,8) = 9,053 - 3,63 \lg 273,$$

откуда

$$\nu = 10^{9,053 - 3,63 \lg 273 - 0,8} = 45,4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}, \quad (2.3)$$

a и v – коэффициенты, определяемые из системы уравнений

$$a = \lg \cdot \lg(v_1 + 0,8) - b \cdot \lg T_1 = \lg \lg(18,61 + 0,8) - (-3,63) \lg 293 = 9,053 ,$$

$$b = \frac{\lg \left\{ \frac{\lg(v_1 + 0,8)}{\lg(v_2 + 0,8)} \right\}}{\lg T_1 - \lg T_2} = \frac{\lg \left[\frac{\lg(18,61 + 0,8)}{\lg(15,47 + 0,8)} \right]}{\lg 293 - \lg 298} = -3,63 \quad (2.4)$$

где v_1 и v_2 – заданные значения кинематической вязкости продукта при заданной температуре t_1 и t_2 .

Расчетная пропускная способность трубопровода Q_p определяется исходя из заданного годового расчетного времени работы трубопровода $Ч_p$ и годового планового задания по перекачке G_m [кг]

$$Q_p^4 = \frac{G_m}{Ч_p \cdot \rho_p} ; [м^3 / час] \text{ или } Q_p^4 = \frac{Q_p^4}{3600} ; [м^3 / сек], \quad (2.5)$$

$$Q = \frac{72,7 \cdot 10^6 \cdot 10^3}{8400 \cdot 862,5} = 9880 \text{ м}^3 / \text{час} = 2,7434 \text{ м}^3 / \text{с} .$$

где G_m – заданный массовый годовой план перекачки [кг];

ρ_p – расчетная плотность продукта [кг/м³];

$Ч_p$ – заданное расчетное число [час] работы трубопровода в году.

$$D_p = \sqrt{\frac{4(Q_p^c)}{\pi W_p}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,7434}{3,14 \cdot 2,6}} = 1,159 \text{ м} \quad (2.6)$$

Расчетное значение внутреннего диаметра трубопровода D_p :

где $W_p = 2,6$ м/с – рекомендуемая расчетная скорость перекачки продукта [м/сек] при расчетной пропускной способности $Q_p^c = 9880$ м³/ч определяемая из графика на рисунке 2.2.

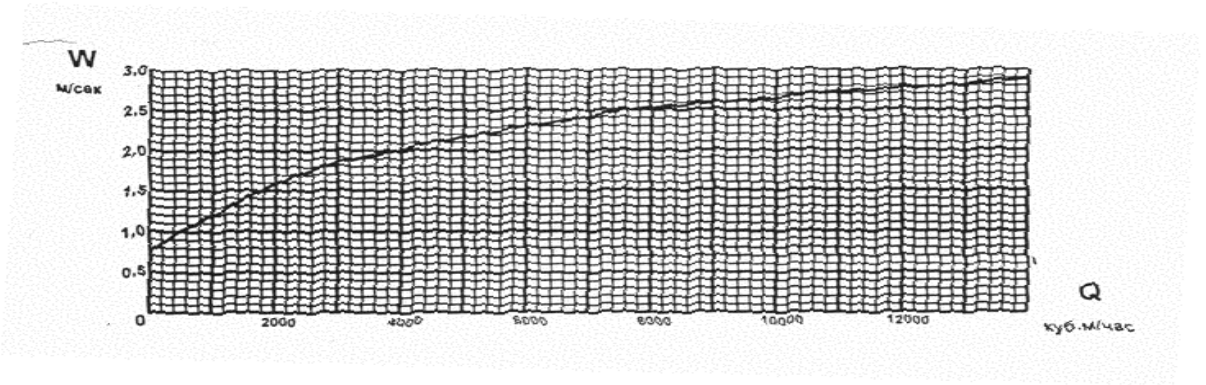


Рисунок 2.2 - Зависимость рекомендуемой скорости перекачки от пропускной способности трубопровода

По расчетному значению $D_p = 1,159$ м примем ближайшее значение наружного диаметра трубы $D_n = 1220$ мм из стандартного ряда.

Примем марку стали труб 17ГИС с пределом прочности $\sigma_b = 520$ МПа.

Необходимая толщина стенки, исходя из выбранного материала (металла) трубы.

$$\delta_p = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)} = \frac{1,15 \cdot 4,77 \cdot 1,220 \cdot 10^3}{2 \cdot (303,207 + 1,15 \cdot 4,77)} = 10,842 \text{ мм} \quad (2.7)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке (рабочему давлению):

-для труб диаметром от 720 до 1220 мм принято $n=1,15$;

R_1 – расчетное сопротивление металла трубы, определяемое из

соотношения:

$$R_1 = \frac{\sigma_b \cdot m_y}{K_1 \cdot K_n} = \frac{520 \cdot 0,9}{1,47 \cdot 1,05} = 303,207 \text{ МПа} \quad (2.8)$$

где σ_b – предел прочности металла трубы; [МПа];

m_y – коэффициент условий работы трубопровода, зависящий от его категории:

- для подземных магистральных нефтепродуктопроводов принято $m=0,9$;

K_1 – коэффициент надежности по материалу:

- для сварных труб из горячекатаной и нормализованной низколегированной стали принято $K_1=1,47$;

K_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода:

- для нефтепровода диаметром 1220 мм принято $K_n=1,05$.

Для труб из стали 17ГПС и $D_n=1220$ мм ближайшее значение толщины стенки в большую сторону равно $\delta=12,5$ мм.

Основные магистральные и подпорные насосы выбираем по расчетной пропускной способности $Q_p^ч=9880$ м³/ч ;

- магистральный насос НМ 10000-210 с производительностью 10000 м³/ч и напором 210 м;

- подпорный насос НМП 5000-115 с производительностью 5000 м³/ч и напором 115 м.

При расчетной подаче напоры, развиваемые магистральными и подпорными насосами, равны

$$h_m=220 \text{ м и } h_n=115 \text{ м.}$$

Рабочее давление, развиваемое перекачивающей станцией при последовательном соединении насосов:

$$P=\rho_p g(m_p \cdot h_m + h_n) \cdot 10^{-6} \leq \{P\} ; [\text{МПа}] ,$$

где h_m ; h_n – соответственно напор [м], развиваемый магистральным и подпорным насосами при расчетной подаче $Q_p^ч$ и определяемый по рабочим характеристикам насосов (см. прилож. В);

m_p – число последовательно работающих магистральных насосов;

$\{P\}$ – допустимое давление на выходе перекачивающей станции, исходя из прочности корпуса насоса или запорной арматуры;

$$P=876,32 \cdot 9,81 \cdot (2 \cdot 220 + 115) \cdot 10^{-6} = 4,77 < 7,4 \text{ МПа.}$$

Внутренний диаметр трубопровода

$$D = D_H - 2 \cdot \delta = 1220 - 2 \cdot 12,5 = 1195 \text{ мм.} \quad (2.9)$$

Фактическая скорость течения нефти в трубопроводе:

$$W = \frac{4 \cdot Q_p^c}{\pi \cdot D^2} = \frac{4 \cdot 2,7434}{3,14 \cdot 1,195^2} = 2,45 \text{ м/с} \quad (2.10)$$

Число Рейнольдса

$$Re = \frac{W \cdot D}{\nu_p} = \frac{2,45 \cdot 1,195}{45,4 \cdot 10^{-6}} = 64488 \quad (2.11)$$

Гидравлический уклон

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

$$i = \frac{\lambda}{D} \cdot \frac{W^2}{2 \cdot g} = \frac{0,0199 \cdot 2,45^2}{1,195 \cdot 2 \cdot 9,81} = 0,005095 \quad (2.12)$$

Первое переходное число Рейнольдса

$$Re_1 = \frac{10}{\bar{K}_3} = \frac{10 \cdot 1195}{0,15} = 79667. \quad (2.13)$$

$$\bar{K}_3 = \frac{K_3}{D} -$$

где K_3 – эквивалентная шероховатость труб:

относительная эквивалентная шероховатость внутренней поверхности труб;

- для стальных сварных труб с незначительной коррозией принято $K_3 = 0,15$ мм.

Из сравнения Re и Re_1 , видно, что режим течения турбулентный - зона гидравлически гладкого трения.

При турбулентном режиме течения в зоне гидравлически гладкого трения

$$2320 \leq Re \leq \frac{10}{K_s}$$

Коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле Блазиуса:

$$\lambda = 0,3164 / \sqrt[4]{Re} = 0,3164 / \sqrt[4]{64488} = 0,0199.$$

Суммарные потери напора в трубопроводе

$$H_T = 1,02 \cdot i \cdot L_p + \Delta Z = 1,02 \cdot 0,005095 \cdot 452,9 \cdot 10^3 + 135 = 2489 \text{ м.} \quad (2.14)$$

где 1,02 – коэффициент, учитывающий потери напора в местных сопротивлениях линейной части трубопровода;

L_p – расчетная длина трубопровода [м], равная геометрической длине трубопровода или расстоянию от начала трубопровода до перевальной точки;

ΔZ – разность геодезических отметок конца и начала трубопровода [м].

Суммарные потери напора в трубопроводе с учетом остаточного напора

$$H_T = H_T + h_{\text{кп}} = 2489 + 12 = 2501 \text{ м,}$$

где $h_{\text{кп}}$ - остаточный напор.

Поскольку условие (2.8) выполняется, то расчетный напор перекачивающей станции

$$H_{\text{ст}} = T_p \cdot h_M = 2 \cdot 220 = 440 \text{ м.}$$

Расчетное число перекачивающих станций определяется из уравнения баланса напоров

$$n_p = \frac{H_m - N_s(h_n - h_{\text{кп}})}{H_{\text{см}}} = \frac{2489 - 1 \cdot (115 - 12)}{440} = 5,42 \quad (2.15)$$

где N_s – число эксплуатационных участков, на границах которых расположены перекачивающие станции с резервуарными парками емкостью (0,3...0,5) $Q_{\text{сут}}$. В

соответствии с нормами проектирования длина эксплуатационного участка 400...800 км;

$h_{\text{кп}}$ – остаточный напор, который передается на конечный пункт трубопровода, для преодоления сопротивления технологических коммуникаций и заполнения резервуаров.

2.1.1 Вывод из гидравлического расчёта

Таким образом, полученное значение количества НПС равное 5,42 штукам не совпадает с фактическим значением количества НПС равное 7 штукам. Это объясняется тем, что годовой объем перекачки нефти уменьшился на 10 млн. тонн в год из-за старения трубы, т.е. если пересчитать данный расчет с проектным значением объема перекачки (82 млн. тонн в год), то мы получим 7 НПС, выполненные с обточкой колес, что соответствует действительной картине.

2.2 Расчёт толщины стенки трубопровода

2.2.1 Исходные данные

Участок II категории

$$P_{\text{вн}} = 5,5 \text{ МПа}$$

$$D t_{\text{н}}^{\text{т}} = t_{\text{вн}} + \Delta_{\text{вн}} \text{ н} = 1220 \text{ мм}$$

$$t_{\text{г}} = 9^{\circ}\text{C}$$

$$t_{\text{г}} = -10^{\circ}\text{C} \quad \Delta_{\text{г}} = 15^{\circ}\text{C}$$

$$t_{\text{вн}} = +20^{\circ}\text{C} \quad \Delta_{\text{вн}} = 6^{\circ}\text{C}$$

Характеристика металла труб:

$$\sigma_B = 520 \text{ МПа,}$$

$$E = 206000 \text{ МПа,}$$

$$\rho \text{ стали} = 7850 \text{ кг/м}^3$$

$$n = 1,15$$

$$m = 0,75$$

$$K_1 = 1,47$$

2.2.2 Расчет толщины стенки нефтепровода

Согласно СНиП 2.05.06-85*(2000) номинальная толщина стенки определяется по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2(R_1 + nP)} = \frac{1,15 \cdot 5,5 \cdot 1,22}{2 \cdot (265,3 + 1,15 \cdot 5,5)} = 0,0139 \text{ м} \quad (2.16)$$

где: n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению. Берется по СНиП 2.05.06-85* таб.13*.

P – максимальное давление в трубопроводе, МПа;

D_n – наружный диаметр трубопровода, м;

R_1 – расчетное сопротивление материала трубы, МПа.

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{K_1 \cdot K_H} = \frac{520 \cdot 0,75}{1,47 \cdot 1} = 265,3 \text{ МПа.}$$

Полученное расчетное значение толщины стенки округляем до ближайшего большего по сортаменту, равную $\delta_n = 0,014$ м.

В принятой толщине стенки проверяются продольные осевые напряжения $\sigma_{прN}$, которые возникают в материале стенки от действия температуры и давления.

$$\sigma_{\text{прN}} = \sigma_{\text{прt}} + \sigma_{\text{прр}} = -\alpha_t * E\delta t + \mu \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{2\delta} = -0,000012 \cdot 206 \cdot 10^3 \cdot 40 + 0,3 \cdot \frac{1,15 \cdot 5,5 \cdot 1,192}{0,014} = -99 + 162 = 63 \text{ МПа} > 0, \text{ МПа}$$

где α_t – коэффициент температурного расширения, для стали принимается равным $\alpha_t = 0,000012 \text{ град}^{-1}$;

E – модуль упругости, МПа;

μ – коэффициент Пуассона, для стали принимается равным 0,3;

Δt – расчетный температурный период, определяется для холодного и теплого времени года.

$$\Delta t^{x,T} = t_3 - t_{\text{ф}}^{x,T}, \text{ } ^\circ\text{C}$$

где t_3 – максимальная или минимальная возможная температура стенки трубопровода в процессе эксплуатации, определяется проектом, $^\circ\text{C}$

$t_{\text{ф}}^{x,T}$ – наименьшая и наибольшая температура, при которой фиксируется трубопровод, то есть укладывается в траншею и засыпается грунтом, $^\circ\text{C}$.

В свою очередь

$$\begin{aligned} t_{\text{ф}}^x &= t_{\text{н}}^x - 6^\circ\text{C} & t_{\text{н}}^x &= t_I - \Delta_I \\ t_{\text{ф}}^T &= t_{\text{н}}^T + 3^\circ\text{C} & \text{и} & \quad t_{\text{н}}^T &= t_{\text{VII}} + \Delta_{\text{VII}} \end{aligned}$$

$t_{\text{н}}^x$, $t_{\text{н}}^T$ – нормативные температуры наружного воздуха в холодное и теплое время года, $^\circ\text{C}$;

t_I , t_{VII} – многолетние среднемесячные температуры января и июля.

Принимаются по СНиП 2-6-74 или по данным метеорологических служб;

Δ_I , Δ_{VII} – отклонения средней температуры наиболее холодных и теплых суток от значений t_I и t_{VII} .

По СНиП 2.01.07-85 находим для района прокладки трубопровода $t_I = -10^\circ\text{C}$; $t_{\text{VII}} = +20^\circ\text{C}$; $\Delta_I = 15^\circ\text{C}$; $\Delta_{\text{VII}} = 6^\circ\text{C}$. Нормативные значения температуры наружного воздуха в холодное и теплое время года: $t_{\text{н}}^x = -10^\circ\text{C} - 15^\circ\text{C} = -25^\circ\text{C}$, $t_{\text{н}}^T = +20^\circ\text{C} + 6^\circ\text{C} = +26^\circ\text{C}$, и расчетные значения $t^x = -25^\circ\text{C} - 6^\circ\text{C} = -31^\circ\text{C}$,

$$t^T = +26^\circ\text{C} + 3^\circ\text{C} = +29^\circ\text{C}$$

Температурный перепад при замыкании трубопровода в холодное время года $\Delta t^x = +9 - (-31) = 40^\circ\text{C}$, а при замыкании в теплое время года $\Delta t^T = +9 - (+29) = -20^\circ\text{C}$.

В качестве расчетного температурного перепада принимаем наибольшее значение $\Delta t = +40^\circ\text{C}$.

$$D_{вн} = D_n - 2\delta = 1220 - 28 = 1192 \text{ мм}$$

Принятая толщина стенки должна удовлетворять условию

$$\frac{D_n}{140} \leq \delta \leq 0,4 \text{ см} \quad (\text{размерность } D_n \text{ см})$$

$$\frac{122}{140} \leq 1,5 \leq 0,4 \text{ см}$$

Очевидно, что $\delta_n = 14 \text{ мм}$ можно принять за окончательный результат.

2.2.3 Вывод из механического расчёта

По результатам расчетов видно, что данная толщина стенки трубопровода соответствует нашим требованиям, поэтому в дальнейших расчетах принимается трубопровод с толщиной стенки 14 мм.

3 Специальная часть

3.1 Производство работ по капитальному ремонту МН с применением композитно-муфтовой технологии

3.1.1 Применяемая композитная муфта П1

В процессе эксплуатации магистральных нефтепроводов возникают различного рода очаги коррозионного повреждения вследствие воздействия нагрузки и коррозии трубопровода. Эти очаги являются коррозионно-механическими дефектами, которые приводят к аварийным ситуациям на магистральных трубопроводах, приводящими к уменьшению срока службы трубопровода. Практика эксплуатации нефтепроводов показала, что наиболее рентабельным и технически приемлемым методом продления службы участка нефтепровода с язвенной и питтинговой коррозией является монтаж ремонтных муфт. Муфта, при остывании в ее внутренней полости герметизирующего состава, значительно повышает прочностные характеристики и надежность участка нефтепровода с коррозионными повреждениями.

Сварная композитная муфта П1, используется для производства работ по выборочному ремонту дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов, согласно РД-23.040.00-КТН-090-07, РД-23.040.00-КТН-386-09 и РД-23.040.01-КТН-108-10.

Сварная композитная муфта П1 монтируется по специальной композитно-муфтовой технологии согласно РД-23.040.00-КТН-090-07 и РД-23.040.01-КТН-108-10 на действующих магистральных трубопроводах с наружным диаметром 219 – 1220 мм, с фактической и проектной толщиной стенки 4-28 мм, эксплуатируемых с рабочим давлением до 10 МПа (10 кгс/см²), работающих в циклическом режиме перекачки углеводородного сырья (количество циклов нагрузки – до 360 циклов/год).

Композитная муфта имеет в своем строении 2 полумуфты (обечайки), имеющие разделку на торцевой части и продольных кромках, входных и выходных патрубков, монтажных и крепежных болтов. При установке муфты на дефектный участок нефтепровода, полумуфты свариваются друг с другом при помощи ручной дуговой сварки, при этом сварного крепления с трубопроводом не делается (рисунок 3.1).

Полуобечайки муфты свариваются друг с другом, пространство между торцевыми частями муфт и стенкой нефтепровода заполняется эпоксидным двухкомпонентным раствором. Через специальные патрубки в пространство между муфтой и нефтепроводом закачивается композитный клеевой раствор на основе эпоксидного компаунда.

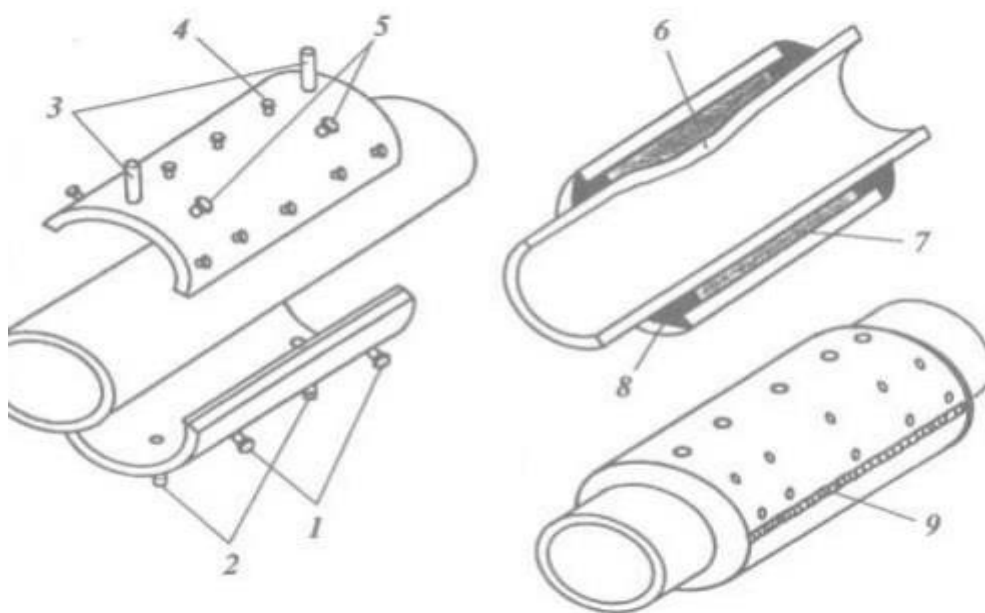


Рисунок 3.1 - Конструкция муфты П1

1, 5 – установочные болты; 2, 3 – входные и выходные патрубки соответственно; 4 -контрольные болты; 6 – отремонтированный дефект ; 7 - композитный состав; 8 -герметик; 9 – продольный сварной шов, с помощью которого муфта собирается на месте из двух полумуфт

3.2 Подготовительные работы

Перед началом работ по выборочному ремонту и устранению дефектов на участке магистрального нефтепровода выполняются подготовительные работы, состав и этапы которых утверждены в СНиП 3.01.01-85*, ВСН 004-88, ВСН 31-81 и «Правилах капитального ремонта подъёмных трубопроводов».

В состав подготовительных работ по ремонту нефтепровода входит:

- Оформить необходимую разрешительную документацию для производства подготовительных и основных работ:
- Обследование основных дорог и подъездов к участку работ для установления возможности перебазировки технических средств и спец.машин;
- Устройство переездов из железобетонных плит через коридоры коммуникаций и существующие трубопроводы;
- Определить на местах производства работ и обозначить вешками оси пролегания подземных коммуникаций, находящихся в одном техническом коридоре с ремонтируемым участком нефтепровода;
- Обозначение подъезда к рабочей площадке знаками;
- В случае наличия автомобильных дорог при пересечении с ремонтируемым участком нефтепровода выставить соответствующие предупреждающие знаки;
- Осуществить отвод земли на участках производства работ;
- Согласовать ведение земляных работ с владельцами коммуникаций, находящихся в одном техническом коридоре с ремонтируемым участком нефтепровода;
- Отчуждение рабочей зоны (строительной полосы) ;
- Расчистка земли участка нефтепровода для производства работ;
- Оборудования пунктов хранения, приема и отпуска материалов;
- Перебазировка техники к месту производства работ;
- Обустройство площадки временного хранения материалов;
- Обустройство вдольтрассовых и подъездных проездов;

- Обустройство лежневых дорог на обводненных и заболоченных участках работ;

- Обустроить временный полевой городок для размещения персонала (с необходимыми жилищными, бытовыми и санитарными условиями).

Санитарно-бытовые помещения для рабочих и обслуживающего персонала приняты по нормам «Гигиенические требования к устройству и оборудованию санитарно-бытовых помещений для рабочих» № 667-67.

Погрузо-разгрузочные работы по выборочному ремонту нефтепровода ведутся с использованием кранов и трубоукладчиков. Транспортировка и перевозка материалов и оборудования осуществляется бортовыми автомобилями, перевозка грунта осуществляется самосвалом, перевозка персонала осуществляется вахтовым автобусом. Транспортировка груза осуществляется только в закреплённых бортовых автомобилях в сопровождении инженерно-технического работника.

Доставка к месту назначения гусеничной техники выполняется трейлером. До начала работ, во избежание повреждения нефтепровода, необходимо: выполнить разбивку трассы, определить фактическое положение нефтепровода с использованием трассоискателя (замеры каждые 50 м), а при неровном рельефе - через каждые 25 м трассоискателем или при помощи шурфования, установить вешки с обозначением глубины залегания нефтепровода, обозначить границы разработки траншеи. Обозначать кривые повороты нефтепровода.

Осуществление мероприятий по обеспечению безопасных условий работ при выполнении отдельных технологических операций (разработка траншеи, очистка трубопровода, ремонт обнаруженных дефектов на нефтепроводе, сварочные работы и засыпка траншеи) выполняется с учетом их совмещения в пространстве и во времени. Определяется зона выполнения каждой из операций, время на ее выполнение, состав рабочих исполнителей этих операций, устанавливаются ответственные лица, осуществляющие наблюдение за ходом выполнения отдельных технологических операций.

3.3 Земляные работы

Земляные работы должны проводиться с обеспечением условий и требований качества и обязательным пооперационным контролем всех технологических процессов.

Параметры земляных сооружений (ширина траншей или насыпи, глубины и геометрические размеры выемки, высоты насыпи, крутизна уклона откосов) определяются рабочим проектом (рабочими чертежами) и технологическими картами в соответствии со СНиПами по проектированию.

До производства работ по разработке траншеи необходимо получить:

- письменное согласие на право производства земляных работ в зоне подземных коммуникаций, подписанное и выданное владельцами или организациями, ответственными за эксплуатацию этих коммуникаций;

- проект производства земляных работ;

- наряд-допуск экипажу экскаваторов (если работы выполняются вместе с бульдозерами и рыхлителями, то получить допуск и машинистам этих машин) на выполнение и производство работ.

Перед разработкой траншеи следует воспроизвести разбивку ее оси. Вскрытие траншеи ведется от открытого (отшурфованного) конца трубопровода так, чтобы машинист экскаватора мог визуально контролировать положение ковша экскаватора относительно трубы. Ковш не должен приближаться к верхним и боковым образующим трубопровода на расстояние менее 0,15-0,2м. Траншея разрабатывается одноковшовым экскаватором (рисунок 3.2).

Основание траншей должно быть выровнено в соответствии с проектом.

Под особым контролем разрабатываются участки траншеи :

- на территории с выраженной холмистой местностью и холмистыми участками;

- на участках кривых вставок и поворотов нефтепровода;
- при производстве работ на грунтах с включением валунов;
- в зонах с повышенной влажностью.

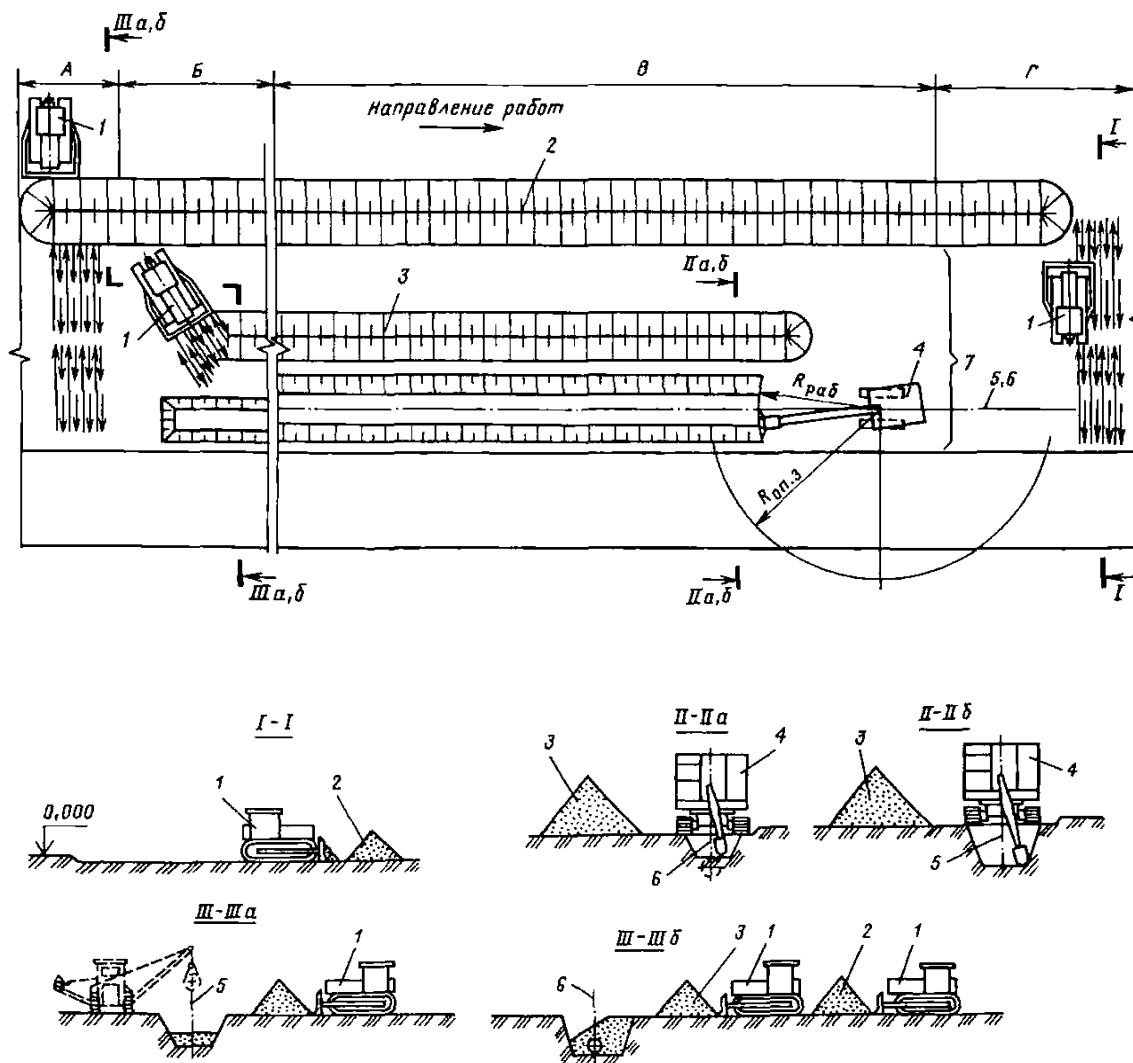


Рисунок 3.2 – Схема производства земляных работ

1 — бульдозер; 2 — отвал почвенно-растительного грунта; 3 — отвал минерального грунта; 4 — экскаватор; 5 — ось траншеи; 6 — ось трубопровода; 7 — полоса снятия почвенно-растительного слоя; А — зона рекультивации; Б — зона обратной засыпки; В — зона вскрытия трубопровода; Г — зона срезки почвенно-растительного слоя грунта; $D_{опз}$ — радиус опасной зоны работы экскаватора; $R_{раб}$ — рабочий радиус экскаватора; а — при вскрытии ремонтируемого участка трубопровода; б — при разработке новой траншеи

Снятие почвы и перемещение ее в отвал производится бульдозером поперечными ходами. Снятие растительного грунта производится на глубину 0,3 м на ширину полосы отвода с размещением в отвал.

Смешивание плодородного слоя с минеральным грунтом, загрязняющими жидкостями, отходами, а также использование его для засыпки траншеи не допускается. Для обустройства и разработки широких траншей с откосами (в сильнообводненных, сыпучих, неустойчивых грунтах) должны применяться экскаваторы с драглайном.

Для работ по разработке траншей или ремонтного котлована значительной глубины обязательно устраивать откосы различного заложения в зависимости от состава и свойств грунта при уровне грунтовых вод ниже уровня (глубины) выемки (таблица 3.1) .

Таблица 3.1 – Допустимое значение крутизны откосов траншеи и ремонтного котлована

Грунт	Глубина траншеи, м					
	до 1,5		1,5-3,0		3,0-5,0	
	Угол откоса, град.	уклон	Угол откоса, град.	уклон	Угол откоса, град.	уклон
Суглинок	90	1:0,00	63	1:0,50	53	1 : 0,75
Глина	90	1:0,00	76	1:0,25	63	1:0,50

При заглублении трубопровода до верха трубы необходимо принимать значения глубины не менее ,м [2]:

При диаметре 1000 мм и более (до 1400 мм).....1,0

На обводненных участках, подлежащих осушению.....1,1

При отсутствии проезда автотранспорта, с/х машин.....0,6.

На орошаемых землях.....1,0

Для обеспечения безопасности работ в траншее, и учитывая большой объем грунта, который в процессе разработки постоянно сдвигается бульдозером от бровки траншеи, во избежание обвала извлеченного грунта в траншею, а также обрушения стенок траншеи основание отвала извлеченного грунта должно располагаться не ближе 0,5 м от края траншеи.

В водонасыщенных грунтах вскрытие газопровода следует начинать с пониженных мест для спуска и откачки воды.

Заглубление нефтепровода должно определяться с учетом оптимального режима перекачки и свойств перекачиваемых жидкостей в соответствии с указаниями, обозначенными в нормах технологического проектирования. Контроль качества земляных работ заключается в систематическом наблюдении и проверке соответствия выполняемых работ проектной документации с соблюдением допусков:

- ширина траншеи не должна превышать проектную более чем на 200 мм;
- фактическая отметка дна траншеи в любой точке не должна отличаться от проектной на величину ± 100 мм. Дно траншеи должно быть выровнено.

При сдаче выполненных работ составляется исполнительный приемосдаточный акт.

3.3.1 Разработка ремонтного котлована для монтажа муфты

Для монтажа муфты вне разработанной траншеи необходимо разработать и обустроить ремонтный котлован на месте производства ремонтных композитно-муфтовых работ. При необходимости укрепить стенки ремонтного котлована от обрушения и подготовить водосборные приемки, размером 1,0 x 1,0 м для откачки грунтовых вод;

- длина котлована, которую определяем из расчета:

$$L = X + (2-3) \text{ м,}$$

где X — длина ремонтируемого композитно-муфтовой технологией участка нефтепровода, м, причем расстояние от конца ремонтного участка до прилегающей торцевой стенки котлована должно быть не менее 1,5 м.

$$L = 17 + (2-3) = 20 \text{ м,}$$

- ширина котлована по дну должна быть не менее $1,5D$, т.е. $1,5 \times 1,2 = 1,8$ м.

Допустимая крутизна откосов ремонтного котлована показана в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Допустимая крутизна откосов ремонтного котлована

Грунт	Глубина котлована, м					
	<1,5		1,5-3,0		3,0-5,0	
	угол откоса, градус	уклон	угол откоса, градус	уклон	угол откоса, градус	уклон
Насыпной	56	1:0,67	45	1:1,00	38	1:1,25
Песчаные и гравийные	63	1:0,50	45	1:1,00	45	1:1,00
Супесь	76	1:0,25	56	1:0,67	50	1:0,85
Суглинок	76	1:0,25	63	1:0,50	53	1:0,75
Глина	76	1:0,25	63	1:0,25	63	1:0,50
Лесовидный сухой	76	1:0,25	76	1:0,50	63	1:0,50

Разработку котлована производить экскаватором. Расстояние между трубой и ковшом экскаватора должно быть не менее 0,2 м со всех сторон. Расстояние между дном котлована и нижней образующей трубы в местах среза и последующей сварки труб должно быть не менее 0,6 м. Доработку грунта под трубопроводом – в местах вырезки/врезки - производить вручную, распределяя грунт по дну котлована. Котлован необходимо оборудовать приставными лестницами шириной не менее 75 см и длиной не менее 1,25 глубины котлована, т.е. 3,75 м, из расчёта по две лестницы на каждый торец (рисунок 3.3).

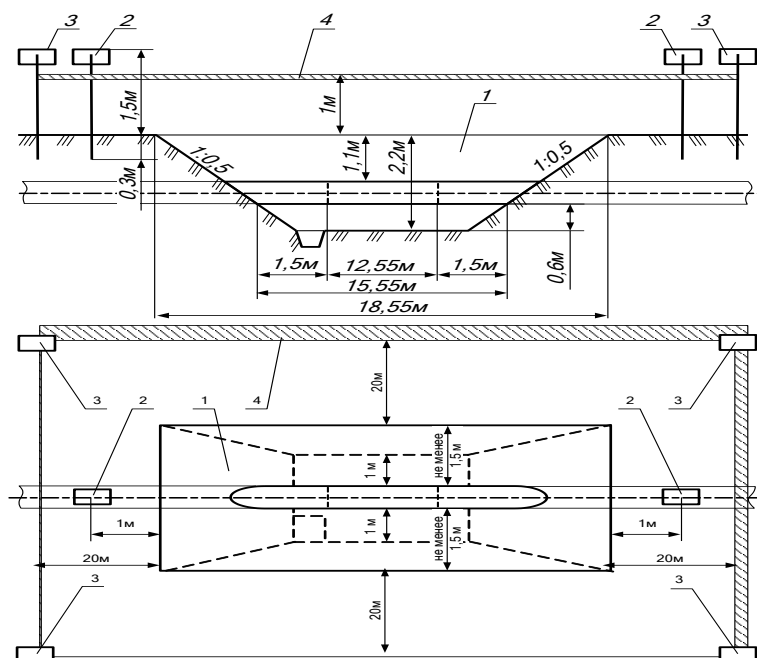


Рисунок 3.3 - Схема выполнения ремонтного котлована

1 – рабочий котлован; 2 – информационный знак с указанием наименования нефтепровода и фактической глубины его заложения; 3 – предупредительный знак «Огнеопасно, проход, проезд и въезд запрещен»; 4 – ограждение котлована из синтетической сигнальной ленты

3.4 Размагничивание трубопровода

Непосредственно до начала работ по устранению выявленных на участках трубопровода недостатков выполняется размагничивание нефтепровода. Это выполняют электрики, с помощью прибора компенсации размагничивания трубопроводов типа «ПКНТ» (рисунок 3.3). Прибор обеспечивает размагничивание трубопровода.

**ПРИБОР КОМПЕНСАЦИИ НАМАГНИЧЕННОСТИ
ТРУБОПРОВОДОВ
ПКНТ-5/8, ПКНТ-10/12**

Предназначен для работы в непрерывном режиме при компенсации магнитного поля в зазорах двух одновременно свариваемых труб диаметрами 530–1220 мм при ремонте нефтепроводов.



ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Основные параметры	ПКНТ-5/8	ПКНТ-10/12
Величина компенсир. магнит. поля в зазоре, мТл, не менее		170
Величина не скомпенсир. магнит. поля в зазоре, мТл, не более		3
Напряжение питания, В, не более		постоянное 70
Потребляемая мощность, кВт, не более		3
Макс. ток, отдаваемый на компен. одного шва, А, не более		20
Наружный D свариваемого трубопровода, мм,	530, 720, 820	1020, 1220
Масса, кг, не более	110	140

Документ поставки: ТУ 4217-001-00139264-2001
 Указания по упаковке, маркировке и хранению: упаковка в ящике
 Условия хранения: 2 по ГОСТ 15150-69.
 Маркировка согласно: ТУ 4217-001-00139264-2001

Рисунок 3.4 - Прибор размагничивания ПКНТ

3.5 Технология выполнения ремонтных работ. Основные положения

Настоящая технология распространяется на устранение дефектов на нефтепроводах диаметром 377-1220 мм из трубных сталей с временным сопротивлением разрыву до 539 МПа с использованием стальных муфт. Муфты не допускаются к монтажу на спиралешовных трубах и трубопроводах из термоупрочненных сталей.

Технология действует только на ремонт муфтами трубопроводов I-IV категорий из прямошовных труб.

Технология регламентирует и описывает ручную дуговую сварку электродами с основным видом покрытия, используемую при изготовлении и при монтаже ремонтных муфт на нефтепроводах. В работе представлена конструкция муфты, требования к ее изготовлению, требования к установке, технология сборки и сварки, технология монтажа.

3.6 Технология изготовления ремонтной конструкции

Изготовление муфт из термоупрочненных труб не допускается.

Центральная часть длиной $L > D$ (длина равная диаметру нефтепровода) и разгрузочные кольца длиной $K=0,2D$ изготавливаются из двух частей (половинок) каждая, вырезанных из трубопровода диаметром D с припуском по периметру.

Горизонтальные кромки и торцы нижних половин выполняются без скоса или со скосом 10° , а верхние со скосом кромок под углом $30-35^\circ$ и притуплением (технологически выполненным закруглением торца) $1,5-2$ мм.

Вдоль формирующихся продольных стыков муфты приваривают скобы. Технологические скобы устанавливаются с шагом не превышающем 400 мм.

Изготовление муфт из фрагмента трубопровода с неповоротным сварным швом не допускается. Выполняется ультразвуковой контроль сегментов на наличие дефектов в теле металла труб.

Вырезку заготовок для изготовления муфты выполняют на расстоянии не меньше 50 мм от сварного шва.

Сборка муфты и ее элементов выполняются на шаблоне, параметры и размеры которого соответствуют размерам трубы ремонтируемого нефтепровода.

Допускается разгибание (сгибание) заготовок муфты до соответствия их радиусов кривизне шаблона.

Усиление продольных сварных швов с внутренней стороны снимают шлифовальной машинкой до значения 0,7-1,0 мм для обеспечения лучшего прилегания муфты к ремонтному нефтепроводу (дефектному участку МН).

После готовности полумуфт или полуколец выполняют контроль кривизны их внутренней поверхности. Допускается подгонка до нужных размеров. Фрагменты муфты должны состыковываться друг с другом и разгрузочными кольцами на ремонтируемом участке нефтепровода без дополнительной подгонки (рисунок 3.5).

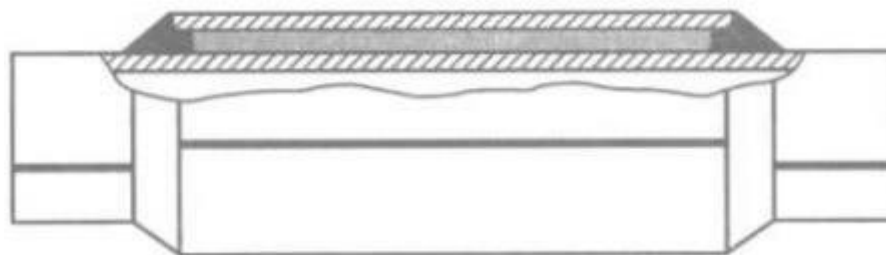


Рисунок 3.5 - Изготовленная муфта по технологии КТМ

3.7 Технология КТМ

На участок нефтепровода с дефектами с зазором 30 - 40 мм монтируются две полумуфты и свариваются между собой.

Торцевой зазор между фрагментами муфт, самой муфтой и трубой герметизируется быстротвердеющей мастикой. В пространство между муфтой и трубой закачивается композитный состав, затвердевающий 24 часа.

Композитный состав, заполняя пространство между трубой и муфтой и затвердевая, превращается с муфтой в монолитную конструкцию. Конструкция ограничивает свободное деформирование дефектной зоны трубы. Получаемая конструкция снимает напряженно-деформированное состояние трубы в зоне дефекта (дефектного участка) и тем самым повышает прочность и срок эксплуатации ремонтного участка нефтепровода не менее чем на 30 лет.

3.8 Технология установки и сварки ремонтной конструкции на действующем трубопроводе

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

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

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

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

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

Все сварочные работы выполняют методом дуговой сварки.

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

Чтобы избежать приварку муфты к основной трубе нефтепровода ручную дуговую сварку продольных стыков проводят на металлической подкладке толщиной от 1,0 до 2,0 мм и шириной 35-40 мм. В качестве материала подкладки используют спокойную малоуглеродистую сталь.

Подкладку устанавливают по всей длине шва перед сборкой двух половин муфты на дефектном участке магистрального нефтепровода. Подкладка должна выступать с каждой стороны продольного стыка на величину не более 30-40 мм. Перекос подкладки от оси шва не допускается. После сварки свободные концы подкладки удаляют с использованием шлифовальной машинки.

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

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

3.8.1 Требования к сварке муфты П1

К сварке муфт предъявляются следующие требования:

- при сварке продольных стыков муфт необходимо обеспечить гарантированное проплавление кромок по всей длине сварного шва;
- полностью исключить приварку муфты к трубе нефтепровода в продольном направлении;
- обеспечить прочное сварное соединение элементов поперечного стыка (муфта - тело нефтепровода- разгрузочные кольца);
- не допустить непровара продольного сварного шва при сварке обечаек (половинок) муфты.

Непосредственно перед прихваткой и сваркой корневого слоя сварного шва собранного продольного стыка необходимо просушить кромки муфты (нагрев до $40\div 60^{\circ}\text{C}$). Ширина зоны нагрева по оси стыка должна быть не менее 100 мм.

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

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

Для уменьшения вероятности образования дефектов начало каждой прихватки или шва зачищают при помощи шлифовальной машинки. Прихватки должны обеспечить гарантированное проплавление кромок для армирования сварного шва и отсутствия непроваров.

Видимые дефекты на прихватках (поры, шлаки, свищи, каверны др.) устраняют с использованием шлифовальной машинки. Прихватки с недопустимыми дефектами (трещинами, надрывами) полностью удаляют (срезают) при помощи шлифовальной машинки и заваривают вновь.

После выполнения монтажа прихваток проводят сварку продольных стыков муфты.

Для того, чтобы избежать температурной деформации, сварку продольных сварных стыков ремонтной композитной муфты (длиной более 300 мм) первого (корневого) и заполняющих слоев выполняют в направлении от центра ремонтной муфты к ее краям обратноступенчатым способом.

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

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

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

При сварке продольных сварных стыков муфт перерывы в работе (сварочном процессе) не допускаются. В случае вынужденных перерывов необходимо обеспечить медленное и равномерное охлаждение стыков путем укрытия их войлоком или листовым асбестом. При продолжении сварки (в случае вынужденной остановки сварочного процесса) необходимо провести повторный подогрев недоваренных стыков.

Сварка муфты с трубой нефтепровода проводится кольцевыми угловыми швами.

Прихватка муфты или ее элементов к основной трубе нефтепровода должна проводиться равномерно по периметру трубы нефтепровода. Постановка прихваток в месте пересечения продольных швов муфты не допускается (рисунок 3.6).



Рисунок 3.6 - Прихватка муфты к МН

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

При сварке поперечных стыков муфты к трубе перерывы в работе (сварке сварного стыка) на любом этапе не допускаются. Сварные угловые

соединения муфт оставлять незаконченными (с несформированным сварным стыком) не разрешается. В случае вынужденных перерывов необходимо провести повторный нагрев кромок муфты и основной трубы нефтепровода в месте сварки. Не допускается прекращать сварку до полного выполнения сварного шва.

В процессе сварки осуществляется пооперационный внешний осмотр качества (визуально-измерительный контроль) выполнения каждого слоя шва на отсутствие дефектов. Видимые дефекты швов устраняются.

Зазор между муфтой и трубой нефтепровода заполняется некорродирующей жидкостью (дизельным топливом, машинным минеральным маслом, нефтью). Выполняется опрессовка муфты давлением 2 МПа (20 кгс/см^2) в течении 1 часа. Испытание считается успешным, если не наблюдалось падения давления в муфте и подтеков в ремонтной конструкции.

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

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

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

3.8.2 Сварка муфты П1

Самым первым слоем в сварном шве выполняется прихватка муфты. Прихватки выполняются при сварочном токе 70-120 Ампер. Прихватки выполняются электродами с основным видом покрытия типа LB 52 U (рисунок 3.7).



Рисунок 3.7 - Электроды для прихватки муфты

Следующим этапом является нанесение заполняющих слоев. При сварке заполнения (заполняющего сварочного слоя) применяются электроды типа ОК 74.70 \varnothing 3.2(более предпочтителен для заполняющего слоя) и ОК 74.70 \varnothing 4.0 (рисунок 3.8),сварочный ток при заполнении 110-130 Ампер.

Завершающим этапом формирования (сварки) сварного стыка является сварка облицовочного слоя. При этом используется сварочный ток 110-150 Ампер и электроды типа ОК 74.70 \varnothing 3.2(более предпочтителен для заполняющих слоев) и ОК 74.70 \varnothing 4.0 (более предпочтителен для облицовочного слоя). Температура между слоями при сварке должны быть не менее 70 °С. Электропитание сварочных аппаратов обеспечивается дизельной электростанцией.



Рисунок 3.8 - Электроды типа ОК 74.70

3.8.3 Частичный ремонт коррозионных повреждений нефтепровода

При ремонте коррозионных участков нефтепровода перед монтажом композитной муфты выполняется очистка поверхности дефектного участка трубы в трассовых условиях от продуктов коррозии до степени не ниже 3 по ГОСТ 9.402-80. Грубая очистка от продуктов коррозии производится методом шлифовки нефтепровода абразивными материалами. Заполнение каверн производится сваркой (ремонт сваркой) с последующей шлифовкой. При этом используются электроды типа ЛБ 52, сварочный ток 100-120 Ампер.

3.9 Заполнение муфты герметиком

Полуобечайки муфты свариваются между собой, пространство между торцами муфты и стенкой трубопровода заполняется герметиком, через входные патрубки в полость между муфтой и трубопроводом закачивается композитный раствор на основе эпоксидного компаунда (двухкомпонентный герметик). Герметик представляет собой двухкомпонентный компаунд на основе эпоксидной смолы, обладающий высокой химической стойкостью и жаропрочностью, который изготавливается непосредственно при монтаже муфты (рисунок 3.9) и служит для заполнения полости полуобечаек ремонтной муфты П1.



Рисунок 3.9 - Заполнение муфты П1герметиком

3.10 Очистка полости и испытание нефтепровода

Магистральный нефтепровод до ввода в эксплуатацию после ремонта, с применением композитно-муфтовой технологии, подлежит очистке полости, испытанию на прочность и герметичность. До испытания полость нефтепровода должна быть очищена от различных загрязнений.

Очистка внутренней полости должна выполняться после укладки и засыпки трубопровода. Очистка полости выполняется промывкой водой с пропуском поршней-разделителей.

Испытываемый трубопровод должен быть:

- уложен и засыпан;
- очищена полость;
- установлены арматура и приборы, катодные выводы;
- удален персонал и вывезена техника из зоны работ.

При испытании гидравлическим способом:

а) на прочность:

В нижней точке $p_{исп} = p_{зав}$ ($p_{зав}$ — гарантированные заводом испытательные деления) для участков всех категорий; в верхней точке $p_{исп} =$

1,250 р для участков I и II категорий $p_{исп} = 1,1$ р для участков III и IV категорий. Продолжительность испытаний на прочность — 24 ч.

б) на герметичность:

Давление при проверке на герметичность принимается равным P_p ; продолжительность проверки определяется временем, необходимым для тщательного осмотра трассы (участка нефтепровода) для обнаружения и выявления утечек, но не менее 12 ч.

Проверка на герметичность трубопровода выполняется после снижения испытательного давления ($P_{исп.}$) до рабочего $P_{раб.}=4,6$ МПа, в течение не менее 12 часов.

В любой точке испытываемого участка давление на прочность не должно превышать наименьшего из гарантированных заводами испытательных давлений ($P_{зав.}=8$ МПа).

Размеры охранной зоны устанавливаются при очистке полости промывкой в обе стороны от оси по 25 м и в направлении вылета поршня-разделителя 100 м, а при гидроиспытании на прочность - 100 м в обе стороны от оси нефтепровода.

Вода для гидроиспытаний отремонтированного участка нефтепровода берется из котлованов для забора воды, около водоема, расположенного на 118,1 км трассы магистрального нефтепровода с соблюдением необходимых мероприятий.

Испытание отремонтированного муфтой трубопровода на прочность и проверку на герметичность проводят только после полной готовности участка нефтепровода (рисунок 3.10).

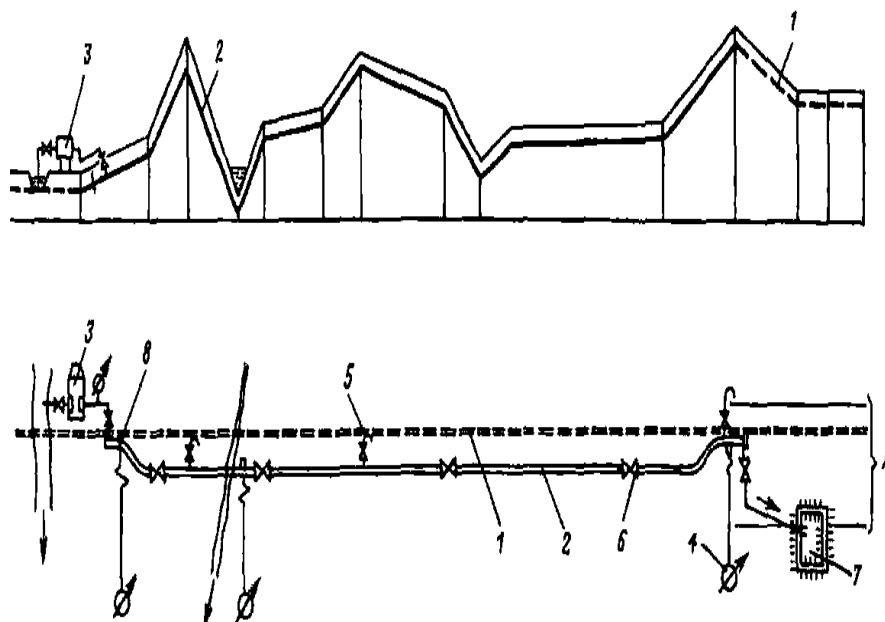


Рисунок 3.10 - Схема гидравлического испытания участка нефтепровода.

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

3.11 Засыпка траншеи

Засыпка траншеи производится последовательно после завершения ремонта на участке магистрального нефтепровода в три этапа:

- подсыпка под трубопровод измельченного грунта с включениями не более 50 мм и толщиной 100мм. На участках, примыкающих к заземленной части трубопровода (начало ремонта, пересечения с коммуникациями и т.п.), выполнить подбивку грунта;

- присыпка трубопровода измельченным грунтом на высоту 20 см выше верхней образующей трубы;

- окончательная засыпка траншеи выполняется бульдозером с максимальной подачей грунта с образованием валика на величину осадки.

При засыпке участка трубопровода с горизонтальными кривыми засыпку начинать с середины участка, двигаясь к концам; на участках с вертикальными кривыми трубопровода засыпку производить сверху вниз.

После засыпки траншеи (рисунок 3.11) обязательно восстановление плодородного слоя почвы путем проведения обратной рекультивации земли из отвала растительного грунта. Произвести обратное перемещение минерального и плодородного слоёв почвы методами, исключающими снижение его качественных показателей, а также его потерю при перемещении. Осуществить предварительную (грубую) планировку грунта.

По окончании ремонтных работ и проведения рекультивации нарушенных земель направить письменное извещение землепользователю о завершении работ, после чего произвести передачу отведенного участка землепользователю с оформлением Акта сдачи-приёмки земель.



Рисунок 3.11 - Засыпка участка МН

4 Безопасность и экологичность

Целью раздела является рассмотрение технологического процесса капитального ремонта с установкой композитной муфты П1 для ремонта обнаруженного диагностикой несквозного дефекта стенки нефтепровода с точки зрения безопасности, снижения производственного травматизма, пожаров, взрывов, аварий, загрязнения окружающей среды.

При производстве ремонтно-строительных работ на магистральном нефтепроводе на участке «Самара – Красноармейское» магистрального нефтепровода «Куйбышев – Лисичанск» необходимо строго соблюдать правила техники безопасности. Выполняя капитальный ремонт магистральных трубопроводов, необходимо руководствоваться нормативными документами. В утвержденных программах обучения рабочих различных профессий и повышения квалификации инженерно-технических работников выделяются часы для изучения правил техники безопасности. Специализированные ремонтное и строительное управления разрабатывают производственную инструкцию по технике безопасности при ремонте магистрального трубопровода с учетом местных условий. Руководство управления знакомят рабочих и технический персонал с инструкцией по производству работ и правилами техники безопасности и выдают на руки всем работающим эти инструкции по профессиям.

Безопасность проведения капитального ремонта направлена на определение и снижение опасных и вредных производственных факторов на рабочем месте и обеспечение условий труда персонала, отвечающих требованиям системы безопасности труда, а экологичность – на выявление источников загрязнений, их количества, ресурсосбережение и охрану окружающей среды.

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

К выполнению сварочных работ при установке муфт и заварке дефектов на действующем нефтепроводе допускаются электросварщики, аттестованные на сварку ремонтных конструкций (муфт) и заварку коррозионных повреждений труб в соответствии с действующими правилами аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства системы магистральных нефтепроводов.

Большая часть работ при ремонте магистральных газонефтепроводов ведется на открытом воздухе в различных, а зачастую в сложных природно-климатических условиях. Климат – это комплекс физических параметров воздуха, которые влияют на тепловое состояние организма человека. К этим параметрам относятся температура, скорость движения воздуха, влажность, величина атмосферного давления, интенсивность радиационного излучения солнца.

При выполнении ремонтных работ рабочие работают под воздействием солнечных лучей, при атмосферных осадках и сильном ветре, низких и высоких температурах от минус 30 °С до плюс 40 °С в зависимости от времени года и географического расположения трубопровода.

Различная техника (трактора, трубоукладчики, бульдозеры, тягачи) при своём передвижении и работе издаёт большое количество шума, которое негативно влияет на работающий персонал. Так же издает значительное количества шума остальное оборудование: режущее оборудование, сварочные и насосные аппараты, передвижные генераторные установки.

Часто ремонтные работы проводятся в темное время суток без обеспечения достаточного освещения рабочих мест и рабочей зоны. Недостаточная освещённость рабочей зоны снижает внимательность и ускоряет наступление усталости.

При проведении ремонтных работ воздух в рабочей зоне насыщается парами нефти, пылью, вредными газами.

Предельно-допустимая концентрация (ПДК) паров в воздухе рабочей зоны не должна превышать: углеводороды – $0,3 \text{ г/м}^3$, бензин – $0,1 \text{ г/м}^3$, тетраэтилсвинец (ТЭС) – $0,005 \text{ г/м}^3$. Все углеводороды оказывают влияние на сердечно-сосудистую систему и показатели крови (снижение содержания эритроцитов и гемоглобина), также возможно нарушение деятельности эндокринных желез и поражение печени.

Работами на высоте считаются все работы, при которых возможно падение работника с высоты более 1,8 м от поверхности грунта или настила. Опасность падения с высоты при выполнении ремонтных работ на площадках на расстояниях менее 2 метров с не ограждённым перепадом высотой больше 1,8 метра, при высоте менее 1,1 метра защитного ограждения рабочих площадок и ремонтного котлована.

При сварочных работах существует опасность поражения электрическим током.

Электрический ток может оказывать следующее влияние на организм человека: ожоги; пребывание в шоковом состоянии; поражение электрическим током; нервное расстройство; смертельный исход.

При осуществлении сварочно-монтажных работ, резке в котловане возможны брызги металла, поражения электрическим током. При производстве процесса сварки существуют опасные факторы, воздействующие на сварщика: поражение лучами дуги глаз и открытой поверхности кожи; поражение при прикосновении человека к токовыводящим частям электрической цепи электрическим током; взрыв в результате проведения сварки вблизи взрывоопасных и легковоспламеняющихся веществ; ожоги от капель шлака и брызг металла при сварке; различного рода травмы механического характера при подготовке и в процессе сварки трубопровода.

Процессами повышенной опасности при ремонте трубопроводов являются: погрузка; выгрузка труб и трубных секций, оборудования подъемными средствами; транспортировка их к месту проведения ремонта трубопроводами и плетевозами.

По основному виду экономической деятельности установлен XXX класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7,4% к начисленной оплате труда.

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Поверхность земли по всей трассе слабо холмистая с перепадом высотных отметок до 40,4 м. В геологическом отношении участок реконструкции сложен суглинками, глинами и глинистым песком. Мощность почвенно-растительного слоя - до 0,3 м.

Общая протяженность заболоченных участков реконструируемого нефтепровода составляет около 1,5 км.

Климат района строительства континентальный. Средняя годовая температура воздуха +1,5°C. Среднее годовое количество осадков составляет 450 мм/год. Среднегодовая относительная влажность воздуха – 71%. Расчетная глубина промерзания грунтов: глинистых - 172 см., песчаных – 210 см. Отметки высот по трассе колеблются в пределах: от 233,0 до 279,0 м. Район по строительной климатологии – 1 В. Наибольшая скорость ветра – 5,2 м/сек. Нормативная ветровая нагрузка – 3МПа. Высота снежного покрова – 0,5-0,8 м.

Климатический регион – III (II) (средняя температура воздуха зимних месяцев – $-9,7^{\circ}\text{C}$; средняя скорость ветра из наиболее вероятных величин – 5,6 м/с).

Работы по ремонту МН с использованием композитно-муфтовой технологии должны проводиться под руководством ответственного работника (начальника ремонтно-строительного участка, прораба, мастера РСУ), прошедшего проверку знаний правил производства работ в квалификационной комиссии РСУ или ПО ОАО, допущенного к руководству этими работами и назначенного приказом руководства.

Для обеспечения возможности быстрого выхода работающих из котлована (траншеи) следует устанавливать стремянки с уклоном 1:3 из расчета две лестницы на пять человек, работающих в траншее, и устраивать выходы (не менее двух) с противоположных сторон.

Руководитель работ должен иметь устойчивую радиосвязь с участками земляных и сварочных работ. Персонал, занятый на строительстве, должен быть обучен правилам и приемам оказания первой (доврачебной) помощи.

На месте производства работ постоянно должен дежурить вахтовый автотранспорт. Транспортные средства, предназначенные для перевозки людей, должны быть исправными и подвергаться ежедневному техническому осмотру.

Все машины должны эксплуатироваться в соответствии с инструкциями по их эксплуатации.

При производстве работ в охранных зонах действующих коммуникаций следует руководствоваться положениями нормативных документов, обеспечивающих охрану технологических трубопроводов, линий электропередач и сооружений связи, электрических сетей.

Переезд землеройных и других машин над действующими коммуникациями допускается только по специально оборудованным переездам. Эти переезды устраивают из сборных железобетонных плит. На участках, где

действующие коммуникации заглублены менее 0,8 м, должны быть установлены знаки с надписями, предупреждающими об особой опасности.

При выполнении работ в ночное и сумеречное время суток, на строительной площадке должно быть предусмотрено рабочее освещение, осуществляемое установками общего освещения (равномерного или локализованного) и комбинированного (к общему добавляется местное).

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света.

В местах перехода через траншеи, ямы, канавы должны быть установлены переходные мостики шириной не менее 1 м, огражденные с обеих сторон перилами высотой не менее 1,1 м, со сплошной обшивкой внизу на высоту 0,15 м и с дополнительной ограждающей планкой на высоте 0,5 м от настила.

Колодцы, шурфы и другие выемки должны быть закрыты крышками, щитами или ограждены. В темное время суток указанные ограждения должны быть освещены электрическими сигнальными лампочками напряжением не выше 42 В.

Разводка временных электросетей напряжением до 1000 В, используемых при электроснабжении объектов строительства, должна быть выполнена изолированными проводами или кабелями на опорах или конструкциях, рассчитанных на механическую прочность при прокладке по ним проводов и кабелей, на высоте над уровнем земли, настила не менее, м: 3,5 – над проходами; 6,0 – над проездами; 2,5 – над рабочими местами.

Светильники общего освещения напряжением 127В и 220В должны устанавливаться на высоте не менее 2,5м от уровня земли, пола, настила.

4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

По санитарной характеристике технологический процесс относится к группе Пд – работа на открытом воздухе во все времена года и при неблагоприятных метеорологических условиях.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

Работающие в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами. При температуре воздуха -40°C и ниже необходима защита органов дыхания и лица.

В летний период работающие должны быть обеспечены головными уборами исключающие перегрев головы от солнечных лучей.

На ремонтных участках организовать места для приема пищи, отдыха и сна (вагончики), которые в холодное время должны отапливаться.

В вагончиках должны быть умывальники, душ, сушилки для одежды и обуви. Для обогрева помещений используются централизованные и местные системы отопления. В качестве теплоносителя используется горячая вода, пар, нагретый воздух.

Санитарно-бытовые помещения должны быть оборудованы душевыми и умывальниками с достаточным количеством моющих средств. Рабочие места, проезды и проходы к ним в темное время суток должны быть освещены.

Производственные и бытовые помещения оборудованы принудительной приточно-вытяжной вентиляцией и местными вытяжками из шкафов, раковин и др. Для обеспечения требуемого температурного режима в помещении приточную вентиляцию оборудуют кондиционерами, калорифером.

Вентиляция помещений обеспечивает не менее трехкратного воздухообмена в час, 8-10-кратный воздухообмен предусмотрен при работе с

высокосернистыми нефтями. Объем удаляемого воздуха из помещений превышает на 10% объем приточного воздуха. Для проветривания помещений в нерабочее время предусмотрена естественная вентиляция.

Температура воздуха обеспечивается на уровне 20 ± 5 °С.

Относительная влажность воздуха: при оптимальных условиях микроклимата – 40-60%, при допустимых условиях микроклимата – 15-75%.

На месте производства работ ремонтной колонны (звена, бригады) постоянно должен дежурить вахтовый автотранспорт. Транспортные средства, предназначенные для перевозки людей, должны быть исправными и подвергаться ежедневному контролю технического состояния.

Автомобили, на которых перевозят людей, должны быть только технически исправными автомобилями, водители со стажем работы не менее 3-х лет. Водители отработавшие смену к перевозке людей во вторую смену не допускаются.

Отводимый под производство ремонтных работ на нефтепроводе земельный участок предусматривает возможность организации территории с четким функциональным зонированием и размещением площадок бытового размещения, участка полевой кухни (столовой), помещений для хранения инвентаря и спец оборудования, хозяйственных площадок. Допускается размещение помещений временного проживания рабочих при условии соблюдения гигиенических нормативов по шуму, инфразвуку, вибрации, электромагнитным полям. Производственные территории участки работ и рабочие места должны быть подготовлены для обеспечения безопасного производства работ.

Движение автотранспорта на территории объекта должно производиться по специально обустроенным дорогам, скорость не должна превышать 5 км/ч.

Расстояние между стенами и производственным оборудованием должно быть не менее 1 м, ширина проходов не менее 0,75 м. Все вращающиеся части оборудования должны иметь ограждения.

Оборудование, для обслуживания которого необходим подъем рабочего на высоту до 0,75 м, оборудуется ступенями, а на высоту более 0,75 м – лестницами и перилами.

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Возможными источниками выделения вредных веществ являются жидкие углеводороды и отделённый попутный газ.

Для предотвращения утечки вредных веществ из оборудования особое внимание уделяют эксплуатации фланцевых соединений.

Пары нефти обладают выраженным действием на сердечнососудистую систему и на показатели крови (снижение содержания гемоглобина и эритроцитов), возможно поражение печени, нарушение деятельности эндокринных желез, поражают центральную нервную систему, вызывают острые и хронические отравления. При систематическом контакте кожи с нефтью происходит некроз тканей, экземы и пигментные дерматиты, при попадании в глаза – помутнение роговицы.

Контроль воздуха рабочей зоны осуществляется по: 2-Метилпропан-1-олу, углеводородам алифатическим предельным C1-10 (в пересчете на C).

Максимальная разовая величина ПДК по 2-Метилпропан-1-олу составляет 10 мг/м³ с 3-им классом опасности, а углеводородам алифатическим предельным C1-10 – 900/300 мг/м³ с 4-ым классом опасности [4].

Для контроля газовой среды необходим стационарный газоанализатор.

Также при работе экскаватора, перед началом движения экскаватора машинист должен: убедиться в отсутствии людей и каких-либо предметов, препятствующих нормальному движению; подать звуковой сигнал и убедившись, что проезд свободен, трогать экскаватор с места плавно, без

рывков; при этом поворотная платформа должна быть зафиксирована в транспортном положении, стрела установлена строго по направлению хода, а ковш поднят на высоту 0,5-0,7 м от земли. Запрещается передвижение экскаватора с нагруженным ковшом.

При перемещении грузов (полумуфт) с помощью кранов должны быть задействованы машинист крана и стропальщик.

Стропальщики должны быть предварительно обучены в учебном комбинате, имеющем лицензию на право обучения, аттестованы в установленном порядке и допущены к самостоятельной работе. Число стропальщиков, обслуживающих один кран, должно быть определено администрацией предприятия, но не менее двух. При назначении двух и более стропальщиков один из них должен быть назначен старшим. Стропальщик должен передать свое квалификационное удостоверение крановщику, получить у крановщика нарукавную повязку и одеть ее. Проверить состояние рабочей площадки, строп и других грузозахватных средств, необходимых для производства работ, а также состояния тары.

Все сварочные работы должны выполняться с соблюдением требований ГОСТ 12.3.003-86, РД 09-364-00, ПОТ РО 112-002-98, правил безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов и других документов, обеспечивающих безопасное проведение работ.

Сварочные работы при ремонте нефтепровода разрешается выполнять только при наличии «Наряда-допуска на проведение огневых работ на взрывоопасных и взрывопожарных объектах». Ответственным за подготовку нефтепровода к проведению сварочных работ назначается инженерно-технический работник ПО ОАО, а ответственным за проведение сварочных работ на нефтепроводе – инженерно-технический работник РСУ, знающий правила безопасного поведения огневых работ на взрыво- и пожароопасных объектах.

Контроль воздушной среды должен проводиться в присутствии ответственного за проведение сварочных работ. Результаты анализа регистрируются в присутствии ответственного за проведение сварочных работ. Результаты анализа регистрируются в «Наряде-допуске на проведение огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах».

Запрещается проводить сварочные работы во время грозы, дождя, снегопада и при скорости ветра более 10 м/с без выполнения дополнительных мероприятий по защите рабочих мест от воздействия этих помех (устройства навесов и др.).

При проверке качества изоляции искровым дефектоскопом необходимо помнить, что к работе с искровым дефектоскопом допускают лиц, обученных специальным правилам техники безопасности. Ручки искровых дефектоскопов должны быть изготовлены из диэлектрического материала. Во время проверки изоляционного покрытия корпус искрового дефектоскопа должен быть заземлен. При работе с искровым дефектоскопом оператору запрещается работать без диэлектрических перчаток и резиновых галош, производить ремонт прибора, прикасаться к щупу и заземлителю, предварительно не отключив дефектоскоп от сети питания электрическим током, проверять качество изоляции при влажной поверхности изоляционного покрытия трубопровода.

Перед началом выполнения данной работы оформить наряд-допуск на работы повышенной опасности, по которым провести инструктаж работающим с записью в наряде-допуске.

Инструмент, необходимый для работы следует укладывать не ближе 0,5 м от бровки траншеи, котлована. Запрещается складировать материалы и инструмент на откос отвала земли со стороны траншеи или котлована.

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Основными причинами пожаров на производстве являются нарушение технологического режима работы оборудования, неисправность электрооборудования, самовозгорание различных материалов и другое. В соответствии с нормативным документом вероятность возникновения пожара или взрыва в течение года не должна превышать 10 (одной миллионной). Для предотвращения пожаров и взрывов необходимо исключить возможность образования горючей и взрывоопасной среды и предотвратить появление в этой среде источников зажигания. По пожарной опасности технологический процесс относится к категории А.

В комплекс мероприятий по пожарной безопасности на ремонтном участке входят противопожарные мероприятия при планировке и размещении временных жилых городков, складской зоны, стоянок автотранспортной техники, площадок приготовления мастик и грунтовок, а также ремонт или обустройство подъездных дорог, переездов к трассе и к водоемам, предназначенным для использования при пожаротушении. Весь персонал, задействованный в ремонтных работах на нефтепроводе, должен проходить специальную подготовку по пожарной безопасности, состоящую из противопожарных инструктажей и занятий по пожарно-техническому минимуму, приказом руководителя должны быть установлены: порядок и сроки проведения противопожарных инструктажей и пожарно-технического минимума; перечень производственных объектов и профессий, работники которых должны проходить обучение по пожарно-техническому минимуму; перечень должностных лиц, на которых возлагается проведение противопожарных инструктажей (вводного и целевого) и занятий по пожарно-техническому минимуму; место проведения инструктажей и занятий по пожарно-техническому минимуму; перечень инструкций и правил, подлежащих изучению.

Ответственность за пожарную безопасность при строительстве магистрального газопровода возлагается на руководителя огневых работ. Приказ доводится до сведения всех работников, задействованных на огневых работах и знакомятся с приказом под роспись.

Требования пожарной безопасности при проведении огневых работ устанавливаются Правилами пожарной безопасности в Российской Федерации (ППБ 01-03).

Обеспечение пожарной безопасности при проведении огневых работ осуществляет назначенное приказом лицо ответственное за проведение огневых работ, а при нескольких местах огневой работы, приказом назначается лицо ответственное за выполнение мероприятий обеспечивающих пожарную безопасность. Лица, принимающие участие в огневых работах должны ежегодно проходить обучение по пожарно-техническому минимуму со сдачей экзамена.

Спецоборудование и транспортные средства, имеющее ДВС должны быть оснащены искрогасителями, а их электрооборудование и источники электроснабжения иметь исправную электросистему.

Сварщики и их помощники могут пользоваться теплоотражательными костюмами (ТОК-200). Все принимающие непосредственное участие в огневых работах должны быть в сертифицированной спецодежде из термостойких материалов.

Хранение и транспортирование баллонов с газами должно осуществляться только с навинченными на их горловины предохранительными колпаками. При транспортировании баллонов нельзя допускать толчков и ударов. К месту сварочных работ баллоны должны доставляться на специальных тележках, носилках, санках. Баллоны с газом при их хранении, транспортировании и эксплуатации должны быть защищены от действия солнечных лучей и других источников тепла.

По окончании огневых работ необходимо используемые огнетушители перезарядить, пожарным автомобилям и мотопомпам провести техническое обслуживание, противопожарному инвентарю провести профилактическое обслуживание (заточка, подкраска и т.п.).

Каждый случай пожара, происшедшего в результате нарушения правил пожарной безопасности при проведении огневых работ, должен быть тщательно расследован специально созданной комиссией с составлением акта. По результатам расследования должны быть разработаны дополнительные мероприятия, направленные на предотвращение подобных случаев. При необходимости следует вносить изменения в данное дополнение.

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Необходимо спрогнозировать все возможные чрезвычайные ситуации при проведении ремонтных работ: ошибочные действия персонала при проведении ремонтных работ, несоблюдение очередности оперативных переключений трубопроводов и запорной арматуры и др; отказ приборов контроля и сигнализации; отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии; производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий; старение оборудования (моральный или физический износ); порыв трубопровода при его подъёме; коррозия оборудования; факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.); обморожение; пожары; взрывы; разливы сильнодействующих ядовитых веществ и т.д.

Частые аварии на трубопроводах с разливом нефти являются довольно распространённым явлением техногенного характера, при которых ежегодно теряется не менее 10-20 млн. тонн нефти.

В современных АО, занимающихся транспортировкой нефти в постоянной готовности к работе находится эффективная техника и оборудование, предназначенные для ликвидации аварий, несколько десятков видов материалов и препаратов для устранения причин разлива, локализации нефти на месте аварии и ликвидации её последствий скиммеры-нефтесборщики с вакуумным, «экскаваторным» сбором нефти различной вязкости собирают нефть при различных погодных условиях.

На предприятии проводятся регулярные учения МЧС с участием надзорных органов и природоохранных служб нефтяной компании в соответствии с разработанными планами ликвидации аварий.

Также с целью обеспечения безопасности работ и снижения вероятности возникновения аварийных ситуаций предусмотрены следующие мероприятия: автоматизация технологических процессов; молниезащита и защита от статического электричества технологического оборудования и трубопроводов; блокировка оборудования и сигнализации при отклонении от нормальных условий технологических процессов; выбор арматуры с учетом максимальных давлений, а также максимальных и минимальных температур, при которых работает арматура в процессе эксплуатации; контроль сварных соединений стальных трубопроводов физическими методами; гидравлические испытания на прочность и герметичность трубопроводов до сдачи в эксплуатацию.

Для каждого из участков трассы необходима разработка планов ликвидации возможных аварий, определяющие порядок и обязанности действия персонала аварийных служб и ответственных должностных лиц. Эти планы позволяют более организованно и оперативно принять экстренные меры по восстановлению трубопровода, защите окружающей среды, обеспечению безопасности близко расположенных объектов народного хозяйства и тем самым значительно уменьшить последствия и сократить ущерб возможных аварий.

Планы ликвидации возможных аварий разрабатываются и рассматриваются специальной комиссией, включающую старшего диспетчера, начальника отдела эксплуатации, главного энергетика, главного механика, инженера по технике безопасности, начальника пожарной части, начальника аварийно восстановительной службы, подписываются членами комиссии и утверждаются главным инженером РНУ. Планы ликвидации возможных аварий должны разрабатываться в соответствии с наличием кадров и фактическим состоянием аварийной техники, линейной части трубопровода, подъездных путей. В случае изменения фактического состояния подъездных путей, аварийной техники, наличия кадров и т.д. в план в течение месяца должны быть внесены соответствующие дополнения и изменения. Планы ликвидации возможных аварий должны находиться у диспетчера управления, главного инженера управления, начальника аварийно восстановительной службы. К плану, находящемуся у диспетчера, прилагается оперативный журнал аварий. Всем инженерно-техническими работникам и членам бригады аварийной службы необходимо тщательно изучить план ликвидации возможных аварий.

4.7 Экологичность проекта

При проведении ремонта в атмосферу попадают пары нефти и нефтепродуктов особенно сильно при оборудовании временного амбара для хранения нефти. Предельно-допустимая концентрация (ПДК) паров в воздухе рабочей зоны не должна превышать: углеводороды – $0,3 \text{ г/м}^3$, бензин – $0,1 \text{ г/м}^3$, тетраэтилсвинец (ТЭС) – $0,005 \text{ г/м}^3$.

При выполнении ремонтных работ возможно попадание на почву загрязняющих веществ с работающей техники и оборудования. На всех этапах капитального ремонта магистрального газонефтепровода необходимо выполнять мероприятия, которые предотвращают следующие процессы:

появление неблагоприятных эрозионных процессов; загрязнение территории различными отходами; загорание торфяников и естественной растительности

При проведении ремонта по естественным водостокам в водные объекты могут попасть загрязняющие вещества с работающей техники. Необходимо исключить слив отработанного масла, разлив горюче смазочных материалов, мойку механизмов и автотранспорта в неустановленных для этого местах и т.п

При производстве работ, в случае обнаружения следов нефти на поверхности земли или воды необходимо сообщить об этом диспетчеру эксплуатирующей организации, при этом принять все возможные меры по ликвидации последствий до прибытия аварийной бригады. По окончании работ освободить полосу отвода от строительного мусора и произвести планировочные работы.

Перечень предполагаемых мероприятий предусматриваемых соблюдением экологических требований во время ремонта: назначение ответственных лиц за соблюдением экологических требований во время строительства; наличие должностных инструкций на руководителей и специалистов в части обязанностей по охране окружающей среды; наличие годовых планов работы по охране окружающей природной среды, содержание этих планов и их выполнение; наличие договора на вывоз и размещение отходов, своевременность выполнения условий договора; наличие на территории обустроенных мест для временного хранения отходов и их соответствие требованиям инструкции.

Для снижения воздействия на поверхность земель в период ремонта предусмотрены следующие мероприятия: рекультивация нарушенных земель на всей площади отвода для восстановления растительности; проезд строительной техники разрешен только в пределах полосы отвода земель; своевременная уборка мусора и отходов для исключения загрязнения территории отходами производства; планировка полосы отвода после окончания работ для сохранения направления естественного поверхностного стока воды;

применение строительных материалов, имеющих сертификат качества; запрещение использования неисправных, пожароопасных транспортных и строительного-монтажных средств; для исключения разлива ГСМ заправка техники осуществляется на временной площадке с твердым покрытием и обваловкой, площадка после окончания реконструкции демонтируется; снятие перед вскрытием траншей плодородного слоя земли и помещение его в отдельный отвал; размещение отвалов грунта в пределах границ полосы отвода; выполнение работ, связанных с повышенной пожароопасностью, специалистами соответствующей квалификации.

Для снижения суммарных выбросов загрязняющих веществ в период капитального ремонта магистрального нефтепровода предусмотрено: исключение применения в процессе строительства веществ, строительных материалов, не имеющих сертификатов качества России; запрещение разведения костров и сжигания в них любых видов материалов и отходов; постоянный контроль за соблюдением технологических процессов с целью обеспечения минимальных выбросов загрязняющих веществ; прекращение использования оборудования, выбросы которого значительно превышают нормативно-допустимые; исключение использования при строительстве материалов и веществ, выделяющих в атмосферу токсичные и канцерогенные вещества, неприятные запахи и т.д.; оперативное реагирование на все случаи нарушения природоохранного законодательства.

Контроль топливной системы механизмов, а также системы регулировки подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание для удержания значений выбросов загрязняющих веществ от автотранспорта в расчетных пределах. Допускать к эксплуатации машины и механизмы в исправном состоянии, особенно тщательно следить за состоянием технических средств, способных вызвать загорание естественной растительности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе была рассмотрена технология и метод монтажа композитной муфты П1 на дефектный участок магистрального нефтепровода. Местоположение и характеристики несквозного дефекта нефтепровода было определено в результате проведения плановой внутритрубной диагностики участка магистрального нефтепровода. Этим дефектом оказалась очаговая коррозия на 817 км нефтепровода. Данные внутритрубной диагностики подтвердило шурфование участка магистрального трубопровода с последующим визуально-измерительным контролем технического состояния участка МН. Данный дефект является несвязным дефектом тела трубопровода.

Для ремонта дефектов такого типа актуальным является применение композитных сварных муфт типа П1. Причиной тому является отсутствие необходимости остановки перекачки во время производства ремонтных работ, простота монтажа муфты и долговечность ремонтной конструкции. В работе расписана поэтапная технология сварочно-монтажных, земляных работ. Так же подробным образом расписано строение, назначение муфты П1.

В работе рассмотрен вопрос промышленной безопасности и охраны труда при монтаже муфты П1 на дефектный участок нефтепровода. Так же рассмотрены вопросы охраны окружающей среды во время производства работ и экологической безопасности работ по монтажу муфты П1.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- МН - магистральный нефтепровод;
- Ду - диаметр условный;
- РНУ - ремонтно-насосное управление;
- НПС - нефтеперекачивающая станция;
- ВТД - внутритрубная диагностика;
- ВИК- визуально-измерительный контроль;
- УЗК - ультразвуковой контроль;
- ТРТ- технологический расчет трубопровода;
- КТМ- композитно-муфтовая технология.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Технический отчет по диагностическому обследованию нефтепровода «Куйбышев – Лисичанск» внутритрубным инспекционным прибором «Ультразвуковой дефектоскоп WM».
2. РД 153–39.4–067–04* «Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов» – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2004. – 75 с.
3. РД 153 – 39.4Р – 130 – 2002* «Регламент по вырезке и врезке «катушек», соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов» М.: ОАО «АК «Транснефть», 2004. – 256 с.
4. ГГН 2.25 686-98. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы. Минздрав России. - 1998. – 28 с.
5. Регламент представления срочных донесений об авариях и отказах на магистральных нефтепроводах, НПС и РП и их учет. Утв. ОАО «АК «Транснефть» 30.02.2013. – 23 с.
6. РД 153-39.4-067-00: Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов / ОАО АК «Транснефть». — 2001. — 45 с.
7. ТУ 4834-028-04046341-07. Муфты композитные для ремонта действующих трубопроводов. Введ. 07.02.2007. - Утв. ген. директор ОАО «Белебеевский механический завод» Р.Ю. Хасанов. 02.02.2007. — 13 с.
8. Технологические карты по монтажу композитных муфт на дефектные участки нефтепроводов, Утв. ОАО «АК «Транснефть» 01.07.2009. – 17 с.
9. РД 153-39.4-067-04 Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов.
10. РД 23.040.00-КТН-090-07 Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов.

11. ОР-03.100.50-КТН-160-07 Регламент планирования устранения дефектов выборочным ремонтом на магистральных нефтепроводах ОАО «АК «Транснефть».

12. РД 23.040.00-КТН-090-07 Руководящий документ «Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов».

13. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*