

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы	
Особенности эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода « XXXXXXXXXX » через реку XXXXXX на участке 379-383 км	

УДК 622.692.4.07(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Тимошенко А.С.		23.05.2016г.

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий инженер по диагностике производственного отдела по эксплуатации МГ ООО «Газпром трансгаз Томск»	Герасимов А.В.	к.т.н		23.05.2016г.

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Белозерцева О.В.	к.э.н. доцент		11.05.2016г.

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.	доцент		28.04.2016г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н. доцент		23.05.2016г.

Томск – 2016г.

Планируемые результаты обучения по ООП

Код	Результат обучения
результата	(выпускник должен быть готов)
	<i>Профессиональные компетенции</i>
P1	Применять <i>глубокие</i> естественнонаучные, математические и инженерные <i>знания</i> для создания и обработки новых материалов
P2	Применять <i>глубокие знания</i> в области современных технологий машиностроительного производства для решения <i>междисциплинарных</i> инженерных задач
P3	Ставить и решать <i>инновационные</i> задачи <i>инженерного анализа</i> , связанные с созданием и обработкой материалов и изделий, с использованием системного анализа и моделирования объектов и процессов машиностроения
P4	Разрабатывать технологические процессы, <i>проектировать</i> и использовать <i>новое</i> оборудование и инструменты для обработки материалов и изделий, конкурентоспособных на <i>мировом</i> рынке машиностроительного производства
P5	Проводить теоретические и экспериментальные <i>исследования</i> в области современных технологий обработки материалов, нанотехнологий, создания новых материалов в <i>сложных</i> и <i>неопределенных</i> условиях
P6	Внедрять, <i>эксплуатировать</i> и обслуживать современные высокотехнологичные линии автоматизированного производства, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на машиностроительном производстве, выполнять требования по защите окружающей среды

					Особенности эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода « » через реку на участке 379-383 км					
Изм.	Лист	Л	Ф.И.О.Ф.И.О.	Подп.	По	Дата	Реферат Планируемые результаты обучения по ООП	Литерал	Лист	Лист
Разраб.	Раз		Тимошенко А.С.					ДР	2	103
Руковод.	Рук		Герасимов А.В					ТПУ гр. 3-Б21Т		
Консульт.	Кс									
Зав. каф			Рудаченко							

Универсальные компетенции

- P7 Использовать глубокие знания по *проектному менеджменту* для ведения *инновационной* инженерной деятельности с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности
- P8 Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности
- P9 Эффективно работать индивидуально, в качестве *члена* и *руководителя группы*, состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность *следовать корпоративной культуре* организации
- P10 Демонстрировать *глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов* инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах *устойчивого развития*
- P11 *Самостоятельно учиться* и непрерывно *повышать квалификацию* в течение всего периода профессиональной деятельности

					Планируемые результаты обучения по ООП	Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль
«Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

_____ 11.04.2016г. Рудаченко А.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21Т	Тимошенко Анатолий Сергеевич

Тема работы:

Особенности эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода « [REDACTED] » через реку [REDACTED] на участке 379 – 383 км	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	20.04.2016 г. 3075/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	23.05.2016 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Подводный переход магистрального нефтепровода «[REDACTED]» через реку [REDACTED] на участке 379-383 км. Пропускная способность нефтепровода 36.6 млн.т./год. Перекачиваемый продукт-нефть. Обслуживание подводного перехода для бесперебойной работы и своевременное выявление дефектов. Влияние на окружающую
---	---

	среду оказывает ремонт трубопровода с изменением русла реки, пойменной части. Выхода нефти. Экономический анализ показывает о необходимости применения очистки внутренней полости
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Проведение обзора литературы по данной тематике Характеристика участка подводного перехода нефтепровода Технологические расчеты трубопровода подводного перехода Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережения Социальная ответственность
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Технологическая схема КПП СОД 379 км; технологическая схема маршрута обхода обходчика; технологическая схема КПП СОД 383 км
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Белозерцева Ольга Викторовна
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
04.11.2015г.	

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий инженер по диагностике производственного отдела по эксплуатации МГ ООО «Газпром трансгаз Томск»	Герасимов А.В.	к.т.н.		04.11.2015г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Тимошенко Анатолий Сергеевич		04.11.2015г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21Т	Тимошенко Анатолий Сергеевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта».

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Заработная плата, затраты на ГСМ, амортизационные отчисления
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Расходы на топливо, расходы на ГСМ, дневные расходы
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления на социальные нужды
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	нет
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	06.04.2016г.

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Белозерцева О.В.	к.э.н, доцент		06.04.2016г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Тимошенко Анатолий Сергеевич		06.04.2016г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21Т	Тимошенко Анатолий Сергеевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Бакалавриат (бакалавр)	Направление/специальность	21.03.01 « Нефтегазовое дело» профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочим местом является участок магистрального нефтепровода «XXXXXXXXXX». Рабочее место находится на открытом воздухе. Трасса нефтепровода проходит через реку и пойменную часть. Климат умеренный. При эксплуатации нефтепровода могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу) Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	1.1. Вредные факторы: - Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; - Превышение уровней шума; - Загазованность воздуха рабочей зоны; - Повреждения в результате контакта с насекомыми; - Тяжесть и напряженность физического труда. 1.2. Опасные факторы: - Поражение электрическим током; - Пожаровзрывоопасность; - Движущие машины и механизмы.
2. Экологическая безопасность:	При эксплуатации ППМН необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, охрану водоемов, условия землепользования. Эксплуатация ППМН сопровождается:

	- загрязнением атмосферного воздуха; - образование и размещение отходов, образующихся при эксплуатации; - повреждением почвенно-растительного покрова.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Чрезвычайные ситуации на магистральном нефтепроводе могут возникнуть в результате: - паводковые наводнения; - лесные пожары; - террористические акты.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	ОР-75.200.00-КТН-088-12 Порядок технической эксплуатации переходов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через водные преграды и малые водотоки. ОР 13.01-60.30.00-КТН-002-3-02 Регламент технической эксплуатации переходов магистральных нефтепроводов через водные преграды.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	11.04.2016г.
---	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	доцент		11.04.2016г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Тимошенко Анатолий Сергеевич		11.04.2016г.

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль

«Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

Уровень образования бакалавриат

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.05.2016г.
--	--------------

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
11.04.2016	<i>Классификация переходов магистральных трубопроводов через водные преграды</i>	12
18.04.2016	<i>Характеристика участка подводного перехода нефтепровода</i>	11
25.04.2016	<i>Техническое обслуживание перехода магистральных нефтепроводов через водные преграды</i>	10
29.04.2016	<i>Технологические расчеты трубопровода подводного перехода</i>	12
04.05.2016	<i>Охрана труда</i>	10
05.05.2016	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	13
26.04.2016	<i>Социальная ответственность</i>	12
06.05.2016	<i>Заключение</i>	10
14.05.2016	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого:</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий инженер по диагностике производственного отдела по эксплуатации МГ ООО «Газпром трансгаз Томск»	Герасимов А.В.	к.т.н, доцент		04.11.2015г.

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		04.11.2015г.

Реферат

Выпускная квалификационная работа 103 с., 13 рис., 21 табл., 30 источников, 4 Приложения.

Ключевые слова: подводный переход, магистральный трубопровод, водная преграда, секущая задвижка, техническое обслуживание, охрана труда.

Объектом исследования является подводный переход магистрального нефтепровода.

Цель выпускной квалификационной работы. Технология эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода, построенного в условиях Западно-Сибирского региона с учетом изменения поймы реки в весенне-летний период.

В выпускной квалификационной работе проведен анализ технологический особенностей устройства подводных переходов через водные преграды и малые водотоки.

Проведены расчеты по определению толщины стенки трубопровода подводного перехода через реку при изменяющейся ширине от 106 до 115 м. Проведены расчеты по определению переменных параметров модуля Юнга и коэффициента Пуассона, проведена проверка трубопровода подводного перехода на прочность.

В выпускной квалификационной работе представлены основные требования и мероприятия по охране труда. Приведен алгоритм метода поиска аварийного участка при повреждении подводного перехода, алгоритм проведения работ по освобождению участка от нефти, основной перечень проведения работ по устранению аварии.

Проведен расчет по заработной плате обслуживающего персонала в процессе эксплуатации подводного перехода, определены затраты на ГСМ, рассчитаны амортизационные отчисления, определен объем отчислений на социальные нужды.

Abstract

Graduate qualification work 103 p., 13 fig., 21 tabl., 30 citations, 4 applications

Key words: submerged crossing, transmission pipeline, water barrier, mainline block valves, technical service, protection of labour.

The object of this research is a submerged crossing of the oil-trunk pipeline.

The purpose of the work: the technology of a submerged crossing of oil-trunk pipeline running built in the conditions of Western- Siberian region with regard to the changing of the floodplain during spring-and-summer period.

In this graduate work the analisys of technological features of the submerged crossing's arrangement through the water barriers and minor streams are perfomed.

There are made calculations in measuring of a pipe-wall thickness in a submerged crossing through the river when the width is changing from 106 to 115 metres. There are made calculations in measuring of variable parameters of Young's modulus and Poisson's ratio, also the testing of pressured pipeline for water tightness was made.

In this research basic requirements and safety measures are given. A search algorithm of fault section when submerged crossing damaged is shown, the algorythm of actions during freeing the area from oil,the basic list of actions during follow-up remedial action.

Also it was made a payroll calculation of maintenance staff in the process of a submerged crossing's running, the costs for petroleum products are defined, the depreciation reserves are counted, allocations for social needs are made.

					Abstract	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

Термины и определения

Пойма: Часть дна речной долины, сложенная наносными грунтово-илистыми отложениями и периодически заливаемая в половодье и паводки.

Берег: Узкая полоса суши в зоне сопряжения водной поверхности водоема или водотока с прилегающими склонами земной поверхности, находящаяся под непрерывным и непосредственным воздействием воды.

Межень: Фаза водного режима реки, ежегодно повторяющаяся в одни и те же сезоны, характеризующаяся малой водностью, длительным стоянием низкого уровня, возникающая вследствие уменьшения питания реки.

Задвижка береговая: Задвижка, установленная на границе перехода на отметках не ниже отметок уровня высоких вод 10 % обеспеченности независимо от типа перехода (одно- или многониточный) и ширины водной преграды.

Задвижка секущая: Задвижка, установленная на перемычке (технологическом трубопроводе) между основной и резервной нитках и являющаяся крайней к основной нитке.

Коридор технический: Система трубопроводов, линий электропередач, кабелей связи и других инженерных коммуникаций, проложенных по одной трассе или пересекающихся, и имеющих сопряженные полосы отвода или охранные зоны.

Долговременный (грунтовый) репер: Закреплённый на местности пункт планово-высотной геодезической сети, тип закрепления которого обеспечивает сохранность плановой и высотной опоры на длительные сроки, на период производства текущих и последующих геодезических работ, в том числе для выноса трассы в натуру и организации строительных работ линейной части трубопровода, а также на период эксплуатации трубопровода.

					Особенности эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода « XXXXXXXXXX » через реку XXXXXX на участке 379-383 км			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Тимошенко А.С.			Термины и определения	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	12	103
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. каф		Рудаченко А.В.						

Недозаглубление трубопровода: Отклонение высотного положения трубопровода от нормативного.

Провис трубопровода: Оголение трубопровода с образованием зазора между нижней образующей трубы и грунтом.

Обозначения и сокращения

М1 – магистральный нефтепровод «[REDACTED]
[REDACTED]» через реку [REDACTED] на участке 379 – 383 км;

БД – база данных;

ВЛ – вдоль трассовые линии электропередач;

ПП МН – подводный переход магистрального нефтепровода;

ПМН – переход магистрального нефтепровода через водную преграду;

ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль;

КИП – контрольно – измерительный пункт;

КПП СОД – камера пуска – приема средств очистки и диагностики;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

КТ – колодец технологический;

ЛАРН – ликвидация аварийного разлива нефти;

ПЛА – план ликвидации аварий;

РНУ – районное нефтепроводное управление ;

ЛЧ – линейная часть;

ЛЭП – линия электропередачи;

ЛАЭС – линейная аварийно эксплуатационная служба;

МТ – магистральный трубопровод;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

НТД – нормативно – техническая документация;

МН – магистральный нефтепровод.

ОСТ – Организация Системы «[REDACTED]»

					Термины и определения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

Оглавление

	Стр.
ВВЕДЕНИЕ	16
1 Обзор литературы	18
2 Характеристика участка подводного перехода Нефтепровода	32
2.1 Краткая характеристика места производства работ	32
2.2 Климатическая характеристика района	34
2.3 Гидрологическая характеристика района	35
3 Техническое обслуживание перехода магистрального нефтепровода через водные преграды	38
3.1 Техническое обслуживание запорной арматуры	41
3.2 Техническое обслуживание клиновых задвижек	42
4.3 Техническое обслуживание КПП СОД	44
3.4 Осмотр и техническое обслуживание перехода через водную преграду обходчиком	46
4 Технологические расчеты трубопровода подводного перехода	50
4.1 Исходные данные для расчета	50
4.2 Определение толщины стенки нефтепровода	50
4.3 Определение переменных параметров модуля Юнга и коэффициента Пуассона	51
4.4 Проверка трубопровода на прочность	53
4.5 Проверка трубопровода на отсутствие недопустимых пластических деформаций	55
4.6 Проверка на устойчивость против всплытия утяжеляющими устройствами типа УБО – [REDACTED], чугунные пригруза	56
4.7 Определение несущей способности ледяного покрова	60
5 Авария на подводном переходе	62
6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	74
6.1 Эффективность использования основных фондов	76
7 Социальная ответственность	83
7.1 Производственная безопасность	83
7.1.1 Анализ вредных и производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	83
7.1.2 Анализ опасных и производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	86
7.2 Экологическая безопасность	88

					Особенности эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода « [REDACTED] » через реку [REDACTED] на			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	участке 379-383 км			
Разраб.		Тимошенко А.С.			Оглавление	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В				ДР	14	103
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. каф		Рудаченко А.В.						

7.3	Воздействия на состояния поверхностных и подземных вод	91
7.4	Водоохранная зона	92
7.5	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	93
	Заключение	96
	Список литературы	97
	Приложения	100

					Оглавление	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Введение

Магистральный трубопроводный транспорт нефти является сложным технологическим объектом. В его состав входят линейная часть и различные сооружения, предназначенные для обеспечения бесперебойной поставки углеводородов. В состав магистрального трубопроводного транспорта входят нефтеперекачивающие станции, средства защиты трубопровода от повреждений, средства контроля работы трубопровода и оборудования и различные переходы, которые необходимо сооружать для преодоления искусственных и естественных препятствий, обусловленных наличием объектов построенных человеком (переходы через железные дороги, автодороги) и гидрологическими особенностями района строительства (подводные переходы через реки, озера и другие водные препятствия).

Актуальность выпускной квалификационной работы. Все технические объекты и оборудование должны находиться в эксплуатации определенные сроки, указанные в строительных нормах и правилах. Если в процессе эксплуатации происходят какие-либо нарушения условий работы и обслуживания, то может произойти авария и/или сокращение жизненного цикла. Поэтому для обеспечения функционирования всей трубопроводной системы могут потребоваться значительные объемы вложений финансовых средств и привлечение дополнительных специалистов, что исключается при правильной эксплуатации и техническом обслуживании объектов и оборудования, в соответствии с регламентами предприятия трубопроводного транспорта.

Цель работы: Технология эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода, построенного в условиях Западно-Сибирского региона с учетом изменения поймы реки в весенне-летний период.

					Особенности эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода « [REDACTED] » через реку [REDACTED] на		
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	участке 379-383 км		
Разраб.	Тимошенко А.С.				Введение	Литера	Лист
Руковод.	Герасимов А.В.					ДР	16
Консульт.							Листов
Зав. каф	Рудаченко А.В.					ТПУ гр. 3-2Б21Т	

Объект исследования. Участок подводного перехода магистрального нефтепровода через реку при изменяющейся ширине от 106 до 115 м.

Личный вклад автора ВКР. Рассмотрен обзор литературы подводного перехода, проведен технологический расчет трубопровода подводного перехода в том числе: определение толщины стенки нефтепровода, определение переменных параметров модуля Юнга и коэффициента Пуассона, проверка трубопровода на прочность, проверка трубопровода на отсутствие недопустимых пластических деформаций, проверка на устойчивость против всплытия утяжеляющими устройствами типа УБО – 1020, чугунные пригруза, определение несущей способности ледяного покрова. Проведен расчет заработной платы обслуживающего персонала, расчет затрат на ГСМ, амортизационные отчисления, расходы на топливо, расходы на ГСМ, дневные расходы и отчисления на социальные нужды. Рассмотрена производственная и экологическая безопасность и безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Апробация работы. Разделы ВКР «Классификация перехода магистрального трубопровода через подводный переход, Техническое обслуживание магистральных нефтепроводов через водные преграды» были представлены в виде реферата и презентации в дисциплины учебного плана «Учебно – исследовательская работа студента», «Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ».

					Введение	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Обзор литературы

В Российской Федерации этап развития трубопроводного транспорта нефти характеризуется рядом специфических особенностей. Это связано со значительной протяженностью линейных участков, характеристикой района, объемом перекачки транспортируемой среды и ее характеристиками. Все это определяет сроки эксплуатации трубопроводов.

Магистральные нефтепроводы являются взрыво- и пожароопасными объектами, эксплуатация которых, требует знания большого объема нормативно-технической документации. Специфической особенностью линейной части магистрального нефтепровода является его пересечение с водными преградами. Эти участки носят название подводных переходов.

Для выбора метода строительства подводного перехода учитываются множество факторов – это изменение русла реки по ширине, течение и глубина реки, климатические условия.

Поддержание нефтепровода, проложенного по дну реки или под дном реки (метод наклонно-направленного бурения) в рабочем состоянии, невозможно без регулярных работ по его обслуживанию.

В исследованиях [1] было отмечено, что особо опасными являются разрушения трубопроводов в местах переходов через водные преграды, так как в этом многократно увеличивается площадь загрязнения нефтью, время и средства на локализацию зоны загрязнения и ликвидацию последствий аварии, наносится серьезный ущерб окружающей среде. В этом случае одним из основных условий, обеспечивающих снижение аварийности, является использование новых технологий повышения надежности и обеспечение безаварийного транспорта жидких углеводородов.

Известные исследования в области обеспечения надёжности и безопасности магистральных трубопроводов, проложенных в различных

					Особенности эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода « [REDACTED] » через реку [REDACTED] на			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	участке 379-383 км			
Разраб.		Тимошенко А.С.			Обзор литературы	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	18	103
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. каф		Рудаченко А.В.						

участках, проводили Р.С.Гумеров, Х.А. Азметов, А.Г. Гумеров [2]. Данные работы были направлены на решение, технологических и технических задач эксплуатации, в том числе и для подводных переходов.

Классификация переходов магистральных трубопроводов через водные преграды

Согласно отраслевому регламенту ОР-75.200.00-КТН-088-12 «Порядок технической эксплуатации переходов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через водные преграды и малые водотоки»[3] подразделяются по способу прокладки на:

- подводные;
- надземные (воздушные).

Более подробно, рассмотрим подводные переходы.

Согласно, СНиП 2.05.06 – 85 [4], подводным переходом называется участок линейной части нефтепровода, пересекающий водные преграды шириной по зеркалу воды в межень более 10 м и глубиной более 1,5 м и шириной по зеркалу воды в межень более 25 м не зависимо от глубины.

К переходам МТ через малый водоток относится линейная часть нефтепровода проходящая через водоток или водоём шириной по зеркалу воды в межень менее 25 м и глубиной менее 1,5м, или шириной по зеркалу воды в межень менее 10 м, независимо от глубины.

Переходы магистральных трубопроводов через водные преграды имеют свою классификацию, согласно данным [3], которая представлена в таблице 1.1

Состав подводного перехода (перечень технологического оборудования) представлен в таблице 1.2, в который входит участок линейной части магистрального нефтепровода, пересекающий водную преграду (малый водоток), имеющий границы и установленные на данном участке оборудование и сооружения.

Таблица 1.1 – Виды подводных переходов

Классификация переходов магистральных трубопроводов		
<i>по количеству трубопроводов одного МТ, пересекающих водную преграду</i>	<i>по количеству пересекаемых водных преград в границах перехода</i>	<i>по методу строительства</i>
однониточные	однорусловые	наклонно-направленного бурение
		микротоннелирование
многониточные	комплексные, состоящие из нескольких сопряженных переходов, имеющих общие границы	тоннелирование с использованием щитовой проходки
		труба в трубе
		траншейный
		надземный (воздушный)

Таблица 1.2 Состав подводного перехода

Оборудование и сооружения
запорная арматура, включая системы автоматики, контроля и ИТСО, включая обвалование и сопутствующее оборудование
вантуза, колодцы КИП
КПП СОД, установленные на основных и резервных нитках перехода МТ через водную преграду, включая обвалование и сопутствующее оборудование
перемычки между основной и резервной нитками переходов МТ через водную преграду с установленным на них оборудованием
берегоукрепительные сооружения
системы электроснабжения, освещения, молниезащиты и ЭХЗ; оборудование СОУ
долговременные репера
указатель маркерного пункта для проведения ВТД
предупреждающие знаки обозначения охранной зоны перехода, опознавательные и предупреждающие знаки на пойменных участках перехода, знаки установки маркерных пунктов, знаки долговременных реперов
дополнительно для переходов, построенных методами микротоннелирования, тоннелирования с использованием щитовой проходки, «труба в трубе», система контроля состава и давления газопаровоздушной среды в межтрубном пространстве
дополнительно для воздушных переходов через водные преграды опорные сооружения, вантовые троса, гасители скорости потока, ограждения выхода трубопровода из грунта
дополнительно для переходов через судоходные реки и реки с шириной русла более 500 м – пункт наблюдения
вертолетная площадка
защитные сооружения от аварийного разлива нефти и нефтепродукта; подъездная дорога

Примечание - Перемычки входят в состав резервной нитки перехода МТ, границы перехода МТ по перемычкам устанавливаются по секциям задвижкам, установленным на перемычках и входящих в состав перехода

Границами подводного перехода МТ через водную преграду, определяющими длину перехода, являются:

- для однопниточного перехода и основной нитки многониточного перехода - участок (А), ограниченный запорной арматурой, установленной на пойменных участках (рисунок 1.1);

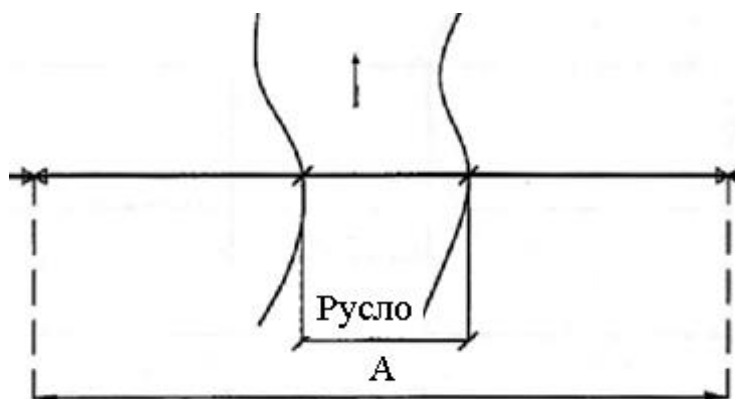


Рис. 1.1 – Граница однопниточного перехода и основной нитки многониточного перехода [3]:

А – длина перехода

- для однопниточного перехода, не имеющего запорной арматуры, установленной на пойменных участках - участок, ограниченный уровнем высоких вод, не ниже отметок 10% обеспеченности, для горных рек – участок, ограниченный уровнем высоких вод, не ниже отметок 2 % обеспеченности;

- для резервной нитки многониточного перехода, не оборудованного КПП СОД - участок, ограниченный запорной арматурой, установленной на этой нитке;

- для резервной нитки многониточного перехода, оборудованного КПП СОД – участок, ограниченный затворами камеры пуска и камеры приема СОД, установленных на этой нитке. По перемычкам – участок, ограниченный секущими задвижками;

- для перехода, входящий в состав комплексного – участок, ограниченный с одной или обеих сторон границами смежного перехода.

Границами перехода МТ через малый водоток, определяющими длину перехода, являются участки трубопровода русловой части и береговой части длиной по 100 м от уреза воды при меженном уровне.

В составе подводного перехода МТ через водную преграду и малый водоток выделяются русловой участок и пойменные участки:

– русловой участок перехода - участок трубопровода, пересекающий выработанное речным потоком ложе, по которому осуществляется сток воды без затопления поймы, ограниченный средним уровнем воды в межень;

пойменные участки перехода - участки, ограниченные с одной стороны средним уровнем воды в межень, с другой стороны границами перехода.



Рис.1.2 – Участки подводного перехода МТ через водную преграду с береговыми задвижками [3]

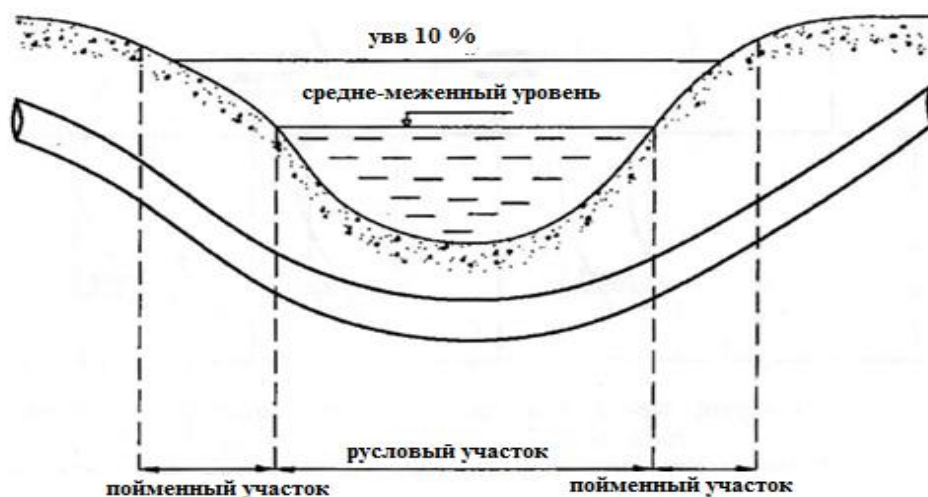


Рис. 1.3 – Участок подводного перехода МТ через водную преграду без береговых задвижек [3]

Методы строительства подводных переходов

Траншейный метод – это один из наиболее распространённых методов строительства подводных переходов магистральных нефтепроводов. При пересечении с водной преградой строительство проводится с заглублением в дно реки. Все работы, выполняемые, под водой при глубине более 3 м проводятся с помощью специальной техники (земснарядов, грунтососов, гидромониторов, скреперов и др.) [5].

Землесосные снаряды всасывают грунт вместе с водой через трубу, грунтозаборный наконечник располагается вблизи разрабатываемого участка дна [6].

Землечерпательные снаряды это механический способ отделения и подъема грунта с помощью черпаков. Бывают одночерпаковые и многочерпаковые [6].

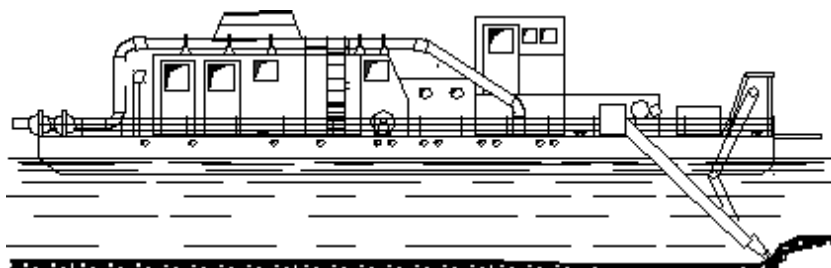


Рис . 1.4 – Землесосный снаряд [6]

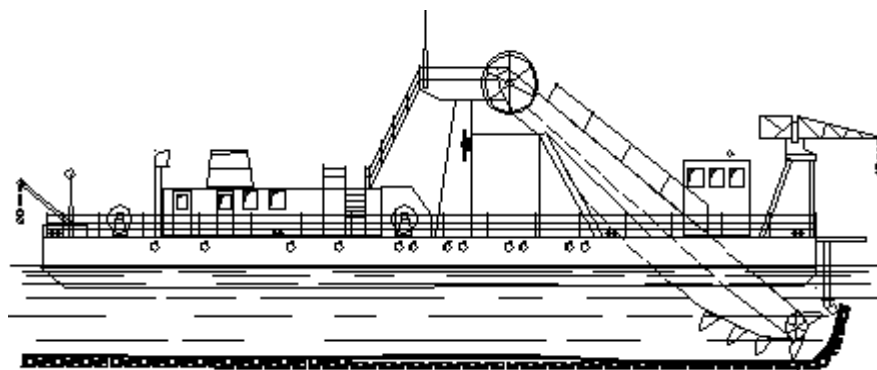


Рис. 1.5 - Землечерпательный снаряд [6]

Пример 1.

При строительстве подводного перехода на участке «Заполярье-Пурпе» магистрального нефтепровода было проложено 14 км резервной нитки через реку Пур, выполненного традиционным траншейным способом. Выбранный метод строительства на данном участке характеризуется небольшой шириной и глубиной реки.

Разработку траншеи проводили с помощью экскаваторов с длинной стрелой и с помощью гидромониторов. Сложностью строительства явились погодные условия. В зимнее время температура воздуха опускалась ниже -55°C , что останавливало работу и людей и техники [7].

Пример 2.

Строительство нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий Океан» – это глобальное освоение территории Восточной Сибири и Дальнего Востока. Одним из сложных участков нефтепровода был участок перехода через реку Лена.

На данном участке ширина реки с пересечением магистрального нефтепровода составляет 1440 м. Общая длина с пойменными участками составила 3700 м. В работе [8] было рассмотрено несколько вариантов строительства, из которых был выбран траншейный способ, из-за наличия особых прочностных характеристик грунта и большой ширины зеркала реки, существенно увеличивающегося во время паводкового периода. Другие способы, как показали исследования, значительно увеличивают стоимость проекта, до нескольких десятков раз.

					Обзор литературы	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Наклонно – направленное бурение [6], так же является распространенным способом строительства ПП. Строительство данной технологии выполняется несколькими этапами: для начала бурится пилотная скважина меньшим диаметром с одной стороны на другую. На втором этапе скважина расширяется для протаскивания дюкера. На последнем этапе протаскивается дюкер через скважину с одной стороны на другую.

Преимущество такой технологии:

- наносится минимальный ущерб окружающей среде;
- уменьшение финансовых затрат на обследование водолазами
- сохранность естественного ландшафта.



Рис. 1. 6 – Метод прокладки способом наклонно – направленного бурения [6]

Метод наклонно-направленного бурения зависит от характеристики водных преград, технических характеристик используемых буровых установок, технология бурения скважины [6]. Во многом, данный метод будет определяться твердостью породы, длиной разрабатываемого участка и, соответственно, стоимостью.

Пример 1.

Укладка нефтепровода подводного перехода через реку Таз [7]., была проведена с использованием технологии ННБ. При этом одним из определяющих условий при проектировании – это меньшая ширина реки, по сравнению с рекой Лена, и наличие более мягких пород, подходящих для бурения.

Несмотря на выбранный способ строительства подводного перехода обязательным условием является экологическая безопасность и исключение негативного воздействия на окружающую среду.

К распространенным методам строительства относится и *метод тоннелирования с использованием щитовой проходки*, основанный на строительстве тоннеля с помощью дистанционного управляемого проходческого щита [6].

При строительстве таким методом существует ряд преимуществ:

- полное отсутствие воздействия на русловые процессы пересекаемой водной преградой;
- строительство в самых сложных гидрологических условиях;
- строительства тоннелей большой протяженностью.

Недостатками такого метода по сравнению с методом наклонно – направленного бурения, является высокая стоимость оборудования и выполняемых работ.



Рис. 1.7 – Метод тоннелирования с использованием проходческого щита [6]

Основное требование при строительстве и эксплуатации подводных переходов это надежность эксплуатации и безопасность экологии. Повреждение подводного перехода с разгерметизацией и выходом нефти ведет к экологической катастрофе и большим финансовым затратам.

В зарубежной практике так же встречаются подводные переходы магистральных нефтепроводов. Примером такого трубопровода является нефтепровод, эксплуатируемый на территории Канады в провинции Онтарио[9–11]. Этот трубопровод находится на территории парка Национального значения (парк Джаспер). Особенность этого объекта является то, что он преодолел 80 рек, 20 из которых являются судоходными.

					Обзор литературы	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Водные преграды характеризовались меняющимися руслами. Это создавало ряд проблем в процессе проектирования и в процессе строительства. Подводные переходы в указанном проекте были выполнены с применением разных технологий (сочетание метода ННБ и метода микротонеллирования), что позволило решить проблему сильно изменяющегося русла рек.

В работе [1] была отмечена другая альтернативная технология. Это прокладка трубопровода по принципу «труба в трубе». Внешняя труба является защитным герметичным кожухом.

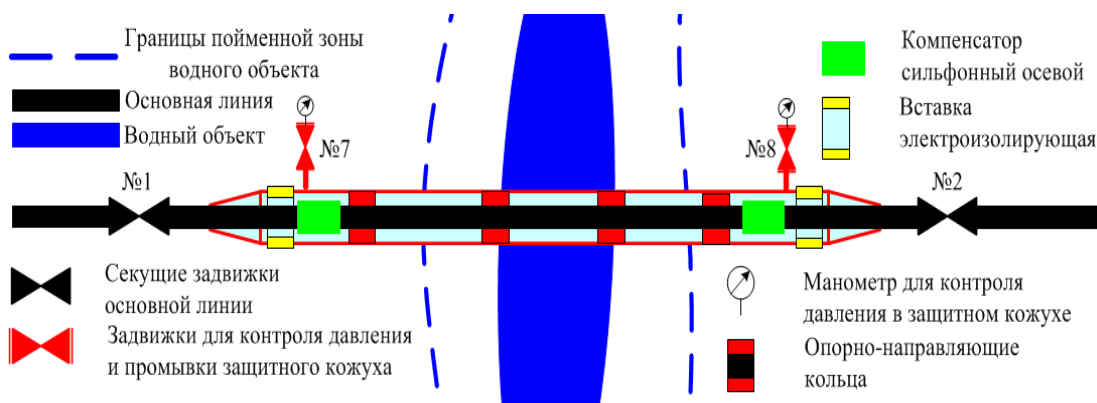


Рис. 1.8 – Схема оборудования линейной части на пересечении с водной преградой методом «труба в трубе» [1]

Свободное пространство между кожухом и внутренним трубопроводом должно быть заполнено нейтральной жидкостью (водой) с добавлением ингибитора коррозии под атмосферным давлением, что позволит, в случае разгерметизации основного трубопровода предотвратить выброс нефти в водную и окружающую (пойменная зона) среду за счет нивелирования давления между рабочей трубой и полостью защитного кожуха.

Реализация такой технологии целесообразна, как на действующем нефтепроводе, на этапе его реконструкции, так и при проектировании новых систем трубопроводного транспорта.

Существует строительство через водные преграды методом микротоннелирования [6].



Рис. 1.9 – Метод микротоннелирования [6]

Такой способ предусматривает проход тоннеля продавливанием трубной конструкции без присутствия людей. Диаметр такого тоннеля составляет примерно 2 м.

Разрабатывается входное устье, опускаются гидравлические домкраты и заранее приготовленные бетонные трубы позади управляемой, дистанционно – контролируемой проходческой машины. В процессе работы грунт откачивается по трубам через вход тоннеля в виде шлама. По мере формирования микротоннеля бетонные трубы выстилают его поверхность. Основная часть жидкости возвращается на поверхность, где её фильтруют. Отфильтрованную жидкость хранят в емкостях для повторного использования. После завершения прокладки трубопровода, проводят восстановительные работы рельефа в первоначальное состояние.

В дополнение к существующим технологиям в работе Дзарданова О.И. [12], было предложено в качестве способа для повышения эффективности эксплуатации подводных переходов магистральных трубопроводов использовать технологию прокладки с помощью быстроразъемных соединительных устройств и эксплуатации линейного участка с применением противотурбулентной присадки для увеличения объема транспортируемой среды.

Для решения данной задачи, автором экспериментально было исследовано влияние противотурбулентной присадки LiquidPower™ на снижение потерь напора.

*Порядок технической эксплуатации подводных переходов, в соответствии с
нормативно-технической документацией*

Основным документом, определяющим, порядок, особенности и специфику эксплуатации ПП МН, является [13].

Организация системы «[REDACTED]» формируют и ведут перечень переходов МТ через водные преграды и перечень переходов МТ через малые водотоки. Перечни формируются на основании проектной, исполнительной документации при строительстве переходов МТ через водные преграды и переходов МТ через малые водотоки, а также по результатам проведенных обследований переходов.

ОСТ ежегодно в срок до [REDACTED] утверждает главным инженером ОСТ перечни переходов МТ через водные преграды и малые водотоки, согласовывает их с ОАО «[REDACTED]».

Сводный перечень переходов МТ через водные преграды и сводный перечень переходов МТ через малые водотоки формирует ОАО «[REDACTED]» на основании представленных ОСТ перечней и ежегодно в срок до [REDACTED] представляет их в «[REDACTED]».

ОСТ по результатам анализа материалов инженерных изысканий, проектной и рабочей документации, результатов обследований переходов МТ ежегодно, в срок до [REDACTED], формируют предложение о корректировке перечней переходов МТ через водные преграды и малые водотоки. Данное предложение с приложением необходимых обоснований предоставляется на согласование в ОАО «[REDACTED]».

ОАО «[REDACTED]» проводит анализ представленных документов, материалов изысканий, проектной и исполнительной документации, изменений гидрологических параметров водотока естественным образом (изменении климатических характеристик) техногенного воздействие на водоток (ликвидации или создании искусственного водоема, строительства или демонтажа гидротехнических сооружений) и в срок до [REDACTED] выдает ОСТ заключение о целесообразности корректировки перечней переходов.

					Обзор литературы	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ОСТ в срок до [REDACTED] на основании результатов анализа ОАО «[REDACTED]» представляет в «[REDACTED]» предложения о корректировке перечней переходов МТ через водные преграды и малые водотоки. Ответственность за согласование перечней переходов несет главный инженер ОСТ. В защите корректировки перечней переходов МТ через водные преграды и малые водотоки в «[REDACTED]» в обязательном порядке участвуют представители ОСТ и ОАО «[REDACTED]».

Если по результатам не менее трех последних обследований, в том числе не менее одного полного обследования силами ОАО «[REDACTED]» измеренная ШЗР перехода МТ через водную преграду составила менее 10 м независимо от глубины или менее 25 м (при глубине менее 1,5 м), данный переход МТ через водную преграду, по согласованию с «[REDACTED]», переводится в состав переходов МТ через малые водотоки в порядке.

Перевод переходов МТ из состава малых водотоков в состав переходов МТ через водные преграды производится на основании данных обследований, проводимых ОАО «[REDACTED]». Если по результатам не менее трех последних обследований, в том числе не менее одного полного обследования силами ОАО «[REDACTED]» ширина зеркала реки перехода МТ через малый водоток составила более 10 м (при глубине более 1,5 м) или более 25 м независимо от глубины, данный переход МТ через малый водоток, по согласованию с «[REDACTED]» «Т[REDACTED]», переводится в состав переходов МТ через водные преграды.

Допускается перевод перехода МТ через водную преграду (малый водоток) в состав переходов МТ через малый водоток (водную преграду) по результатам одного полного обследования при наличии документа, подтверждающего результат техногенного воздействия на водоток, приведшего к постоянному изменению глубины и ширины русла водотока по согласованию с «[REDACTED]» «[REDACTED]».

					Обзор литературы	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При переводе переходов МТ из состава переходов через водные преграды в состав переходов МТ через малые водотоки необходимо учитывать наличие в непосредственной близости (до 1 км) от перехода гидротехнических сооружений, карьеров и других техногенных факторов, влияющих на гидрологический режим реки. Без согласования с ОСТ запрещается устройство или демонтаж любых гидротехнических сооружений, устройство карьеров, дамб и т.д. в непосредственной близости (до 1 км) от перехода МТ через водную преграду и малый водоток.

Корректировка перечней переходов МТ через водные преграды и малые водотоки проводится без корректировки.

					Обзор литературы	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Характеристика участка подводного перехода нефтепровода

Рассмотрен участок эксплуатация подводного перехода М1 методом строительства наклонно-направленного бурения – русло, строительство поймы – траншейным способом.

Участок работ представлен коридором магистральных трубопроводов, состоящим из М1 основная и резервная нитки, МГ «[REDACTED]» (основная и резервная нитки).

Техническая характеристика существующего нефтепровода (основная и резервная нитки) представлена в таблице 2.1

Таблица 2.1 Техническая характеристика нефтепровода

Пропускная способность нефтепровода	[REDACTED]
Диаметр трубопровода	[REDACTED]
Толщина стенки трубопровода	[REDACTED]
Материал трубы – сталь	[REDACTED]
Класс прочности	[REDACTED]
Предел прочности	[REDACTED]
Предел текучести	[REDACTED]
Расчетное рабочее давление	[REDACTED]
Максимальное рабочее давление	[REDACTED]
Плотность перекачиваемой нефти	[REDACTED]
Тип изоляции	[REDACTED]

2.1 Краткая характеристика места производства работ

В административном отношении участок производства работ – подводный переход М1 расположен на территории [REDACTED] района Томской области.

Ближайший населенный пункт деревня [REDACTED], расположена в [REDACTED] км. Районный центр, село [REDACTED], расположена в [REDACTED] км.

Обзорная схема района представлена на рисунке 2.1.

					Особенности эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода « [REDACTED] » через реку [REDACTED] на участке 379-383 км			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Характеристика участка подводного перехода нефтепровода	Литера	Лист	Листов
Разраб.		Тимошенко А.С.				ДР	32	103
Руковод.		Герасимов А.В.				ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Консульт.								
Зав. каф		Рудаченко А.В.						

В Приложении В представлена КПП СОД, 379 км расположенный в 1 км от русла реки [REDACTED]. Оборудована камерой приема диаметром 1220 мм и камерами пуска (основная и резервная нитки) диаметром 1020 мм, запорной арматурой состоящей из 9 задвижек диаметром 500 – 1200 мм и 12 задвижек диаметром 50 – 150 мм и двумя запасовочными устройствами. Представлена емкость погружная (ЕП), насос для закачки нефти в КПП СОД.

В Приложении С представлена КПП СОД, 383 км с двумя камерами приема (основная и резервная нитки) и камерой пуска диаметром 1220 мм. На данной КПП СОД находятся запорная арматура диаметром состоящая из 9 задвижек от 500 до 1200 мм, 12 задвижек от 50 до 150 мм и одно запасовочное устройство. Емкость погружная и насос закачки нефти.

В Приложении D представлена схема маршрута обхода КПП СОД нефтепровода «[REDACTED]» обходчиком ЛАЭС «[REDACTED]».

КПП СОД участок 379 км находится на левобережной стороне реки и обслуживается ЛАЭС «[REDACTED]». КПП СОД участок 383 км расположен на правой стороне реки и обслуживается ЛАЭС «[REDACTED]».

Река [REDACTED] протяженностью [REDACTED] км впадает в реку [REDACTED]. Длина реки от устья до створа перехода МН 111 км. длина реки от истока до створа [REDACTED] км. Водоохранная зона 200 м. Природная зона в створе перехода МН – лесная.

Подъезд к месту работ осуществляется от г. [REDACTED] до с. [REDACTED] по дороге с твердым покрытием, далее до участка КПП СОД участок 383 по грунтовой дороге, а до участка КПП СОД участок 379 по железо – бетонному мосту через реку [REDACTED].

2.2 Климатическая характеристика

Место производства работ относится к I климатическому району, подрайону IV климатического районирования РФ [14].

Согласно [15] район строительства относится:

					Характеристика участка подводного перехода нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

к IV снеговому району, расчетное значение веса снегового покрова составляет 2,4 кПа (240 кгс/м²), высота снежного покрова может достигать 41 см и приходится на февраль месяц;

II ветровому району (нормативная ветровая нагрузка 0,3 кПа), средняя скорость ветра достигает 3,2 м/с;

II гололедному району строительства (толщина стенки гололеда 5 мм);

Преобладающее направление ветра за год южный.

Климат данного района резко-континентальный, характеризуется суровой длительной зимой и коротким сравнительно жарким летом.

Согласно карте зон влажности [14] в соответствии с комплексным показателем $k = 5-9$, территория относится к нормальной.

Самым холодным месяцем в году является январь со среднемесячной температурой минус 20,2 °С, самым тёплым месяцем считается июль со среднемесячной температурой плюс 18,2 °С. Согласно [14] температура воздуха наиболее холодных суток 0,98 % обеспеченностью равна минус 47 °С. Температура воздуха наиболее холодной пятидневки 0,98 % обеспеченностью равна минус 44 °С. Абсолютный максимум температуры наблюдался в июле +36,1 °С, абсолютный минимум – в январе и составлял минус 53,3 °С.

Сильное воздействие на глубину промерзания почвы оказывает рельеф и микрорельеф. Можно считать, что если по данным станции, расположенной на ровном месте, глубина промерзания почвы в среднем составляет 1 м, то на возвышенности почва может промёрзнуть до 1,2 – 1,5 м, в пониженных местах может промёрзнуть до 50 – 70 см. Нормативная глубина сезонного промерзания суглинков и глин равна 2,0 м. Суглинки и глины участка, залегающие в зоне сезонного промерзания, относятся к чрезмерно-пучинистым.

2.3 Гидрологическая характеристика

Долина реки участка подводного перехода слабо разработанная, корытообразной формы, шириной по бровкам 4,8 – 5 км. Склоны долины пологие, правый высотой 8 – 10 м, левый несколько выше, 17 – 20 м. Склоны

					Характеристика участка подводного перехода нефтепровода	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

долины покрыты смешанным лесом, представленным березой, осиной, сосной и примесью кустарника. Сложены склоны в основном суглинками, перекрытыми сверху почвенно-растительным слоем, мощностью до 0,3 м.

Пойма реки на участке ПП МН двухсторонняя, низкая, шириной порядка 3 – 3,3 км, левая шириной около 1,1 км, правая около 2 км. В рельефе поймы слабо выражена, практически плоская преобладающие отметки поверхности 54 – 55 м БС, поросшая вдоль берегов ивой, раkitой, в средней и тыловой части березой, осиной. поверхность поймы заболочена, изобилует озерами-старицами, некоторые из них, соединяясь между собой протоками, образуют целые системы озер.

На пойме так же имеются староречья изолированные от действующего русла, отпавшие части излучин, соединяющиеся с рекой при уровнях воды (в половодье). Практически ежегодно в период половодья происходит затопление поймы реки на срок до 1 месяца. Пойма затапливается при подъеме уровня воды выше 55 м БС, глубина затопления, в зависимости от водности, может достигать 3,5 м. Течение воды в пределах поймы незначительное.

Половодье начинается обычно во второй декаде апреля, пик приходится на третью декаду в мае, окончание в конце июня. Форма половодья одновершинная, большей частью сглаженная, куполообразная, растянутая. Половодье может растянуться за счет обильного выпадения осадков или возврата холодной ненастной погоды. Средняя продолжительность половодья 90 суток. Амплитуда колебания уровня воды – 6 м.

Сразу после спада половодья начинается летне-осенняя межень, прерываемая летними дождевыми паводками, обусловленными летними осадками. Начало летне-осенней межени первая декада августа, продолжительностью – 80 суток.

Зимняя межень устанавливается в третьей декаде октября и продолжается 180 суток. Наименьшие расходы воды наблюдаются в конце периода. Ледостав устанавливается в начале ноября. Наибольшей толщины ледяной покров достигает в конце зимы. Средняя/максимальная толщина льда –

					Характеристика участка подводного перехода нефтепровода	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

0,5/0,8 м. Средняя продолжительность периода с ледоставом 190 дней. Начало ледохода начинается в третьей декаде апреля, продолжительностью 5 дней.

Берега реки умерено крутые, высотой над меженным урезом воды на естественных участках 3,5 – 4 м, в половодье затопляемые, сложены суглинками и супесью, покрыты дерном, имеет четко выраженный контур, переходящий в пойму, абсолютные отметки бровки берега составляют 55 м БС.

Русло реки на участке прямолинейное, неразветвленное, глубоко врезанное. Ширина русла в межень составляет 110 – 120 м, ширина русла по бровкам 140 – 150 м. По створу основной и резервной ниткам нефтепровода русло симметричной формы.

Длина реки [] составляет [] км, нефтепровод пересекает реку в [] км от ее истока (узла слияния реки [] и реки []). Ширина водоохраной зоны на участке ПП МН устанавливается 200 м. Ширина русла реки [] составляет порядка 106-115 м.

					Характеристика участка подводного перехода нефтепровода	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Техническое обслуживание переходов МТ через водные преграды

Техническое обслуживание участков переходов МН через водные преграды.

На береговых участках переходов должно быть обеспечено отсутствие
древесной поросли в полосе шириной не менее 3 м от оси трубопровода.

Проверка технического состояния информационных и геодезических знаков на подводных переходах через судоходные реки должна производиться - не реже 1 раза в квартал.

ТО запорной арматуры проводится в соответствии [16].

Кроме того:

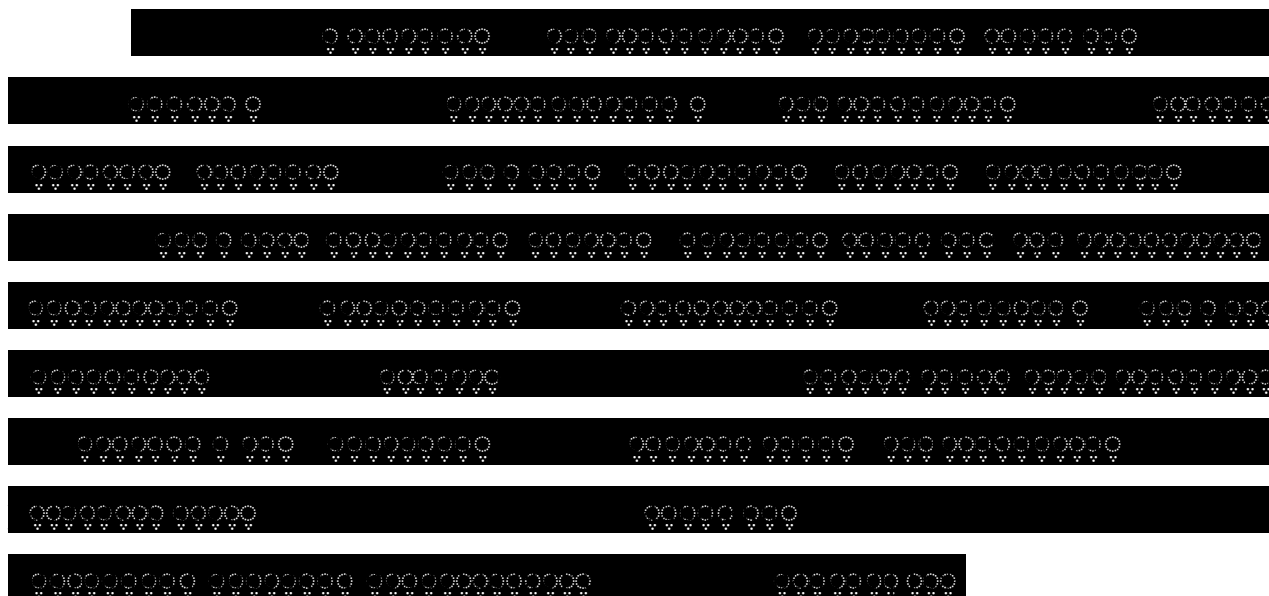
- ✓ один раз в квартал должна проводиться проверка всех задвижек ПП МН (основной и резервной ниток) на полное закрытие и открытие с регулировкой (при необходимости) концевых выключателей и контроль герметичности с составлением акта на каждую проверенную задвижку и отметкой в «Паспорте ПП МН» и формуляре запорной арматуры. Акт утверждается главным инженером РНУ и предоставляется в ОАО МН в течение пяти суток после проверки задвижки;
- ✓ проверка всех задвижек перехода (основной и резервной ниток) на полное открытие и закрытие выполняется в режиме телеуправления и в режиме местного управления.

Обслуживание и контроль герметичности задвижек проводится в соответствии [16].

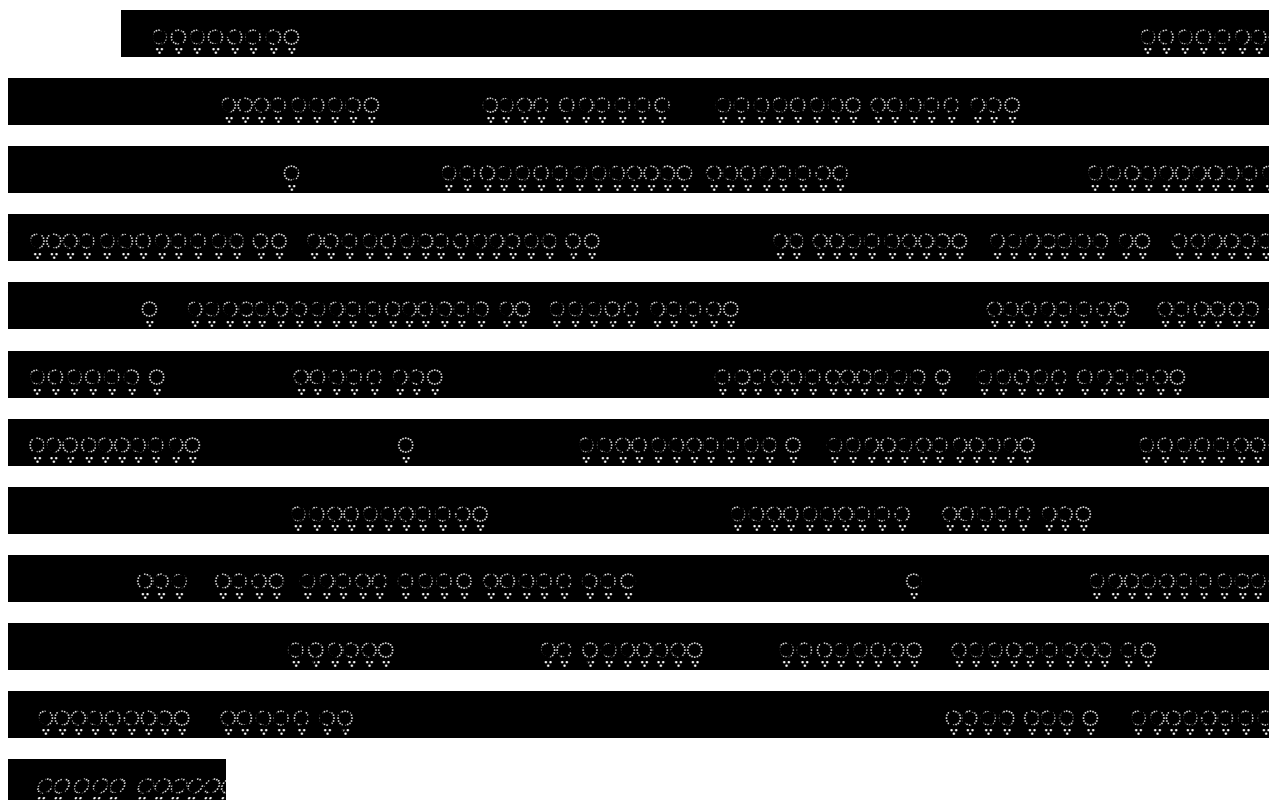
Контроль герметичности задвижек проводится по изменению давления в отсеченном участке не менее 6 часов и акустическим течеискателем при перепаде давления на закрытых задвижках 1-2 МПа. Избыточное давление в отсеченной нитке в начале измерения должно быть не ниже 0,1 МПа.

					Особенности эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода « » через реку на			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	участке 379-383 км			
Разраб.	Тимошенко А.С.				Техническое обслуживание перехода МТ через водные преграды	Литера	Лист	Листов
Руковод.	Герасимов А.В					ДР	38	103
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. каф	Рудаченко А.В.							

Повышение (рост) давления в отсеченном участке и наличие акустического шума в задвижке характеризует негерметичность задвижки.

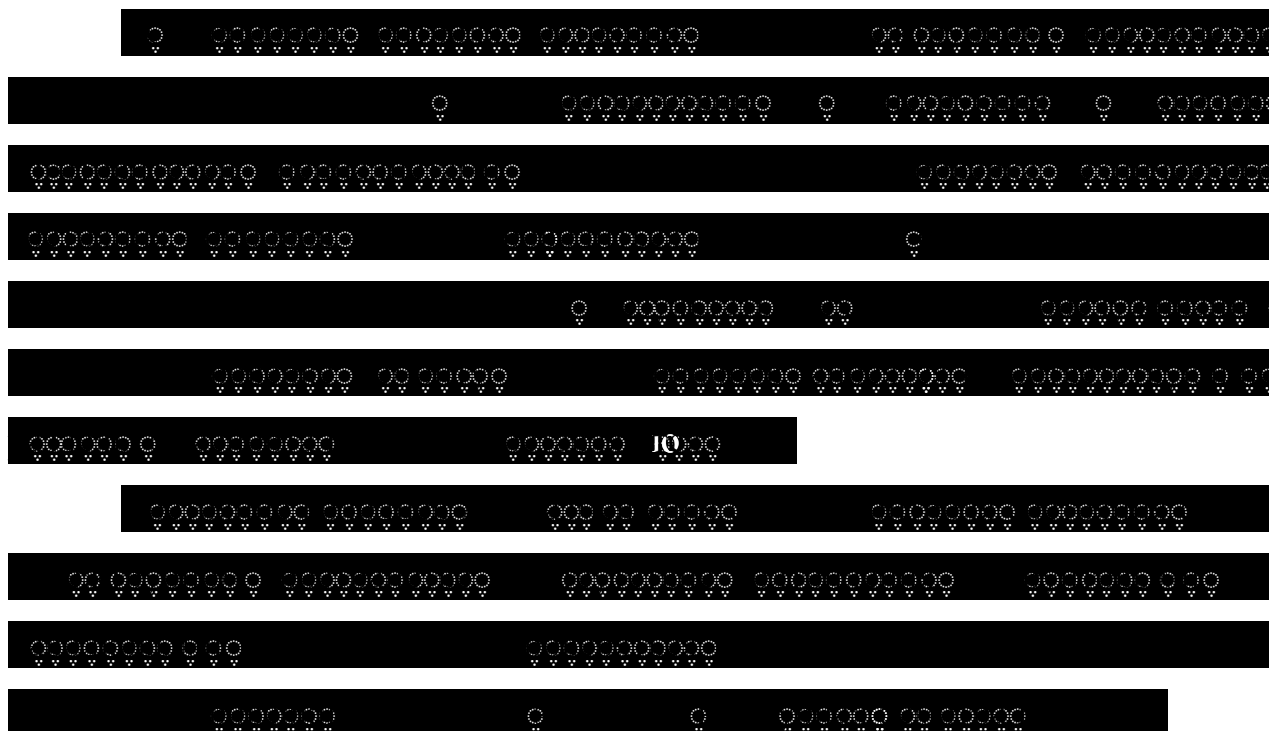


Осмотр КПП СОД, узлов задвижек перехода должен производиться каждый день.



В зимнее время, для обозначения положения колодцев, вантузов и отборов давления, рядом с ними должны быть установлены указатели и вешки высотой от 2,5 м от поверхности земли.

Эксплуатацию и обслуживание электрооборудования ПП МН нужно осуществлять в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок», «Правил эксплуатации электроустановок потребителей», «Межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» и эксплуатационной документации.



Обследование с проверкой отсутствия электрического контакта рабочего трубопровода с защитным кожухом проводится не реже 2 раз в год. Периодичность осмотра переходов магистральных нефтепроводов через водные преграды в таблице 3.1.

Таблица 3.1 Периодичность осмотров подводных переходов

Должностные лица	Периодичность осмотра
начальник УПТР, начальник РНУ	каждый год
главный инженер РНУ	один раз в полугодие
начальник НПС, представитель службы ВЛ и ЭХЗ, начальник ОЭ РНУ	каждый квартал
начальник ЛАЭС	каждый месяц
обходчик	каждый день

Дополнительный (внеочередной) осмотр должен производиться после стихийных бедствий (ураган, землетрясение и т.д.) и техногенных катастроф в районе ПП МН.

3.1 Техническое обслуживание запорной арматуры

Таблица 3.2 Техническое обслуживание шиберных задвижек ТО 1 [17].

Визуальная проверка герметичности относительно внешней среды:
фланцевого соединения (протечки не допускаются)
Сальникового уплотнения (протечки не допускаются; в случае обнаружения утечек по сальниковому уплотнению, производится обслуживание согласно ЭД завода изготовителя)
Проверка параллельности фланцев корпус-крышка
чистка наружных поверхностей, устранение подтеков
Контроль наличия смазки в редукторе электропривода (в соответствии ЭД электропривода)
Проверить 100 % степень закрытия и открытия задвижки по высоте шпинделя относительно базовых деталей корпуса
Визуальная проверка состояния и крепления клемм электродвигателя
Проверить крепления, герметичности защитного кожуха шпинделя арматуры
Сбросить избыточное давление из корпуса задвижек при температуре окружающей среды выше 30 °С

Контроль герметичности затвора шиберной задвижки производится через дренажный трубопровод или нагнетательный клапан и совмещается с проведением ТО.

ТО 2 включает работы при ТО 1 и предусмотренные в таблице 3.3.

Таблица 3.3 Обслуживание шиберной задвижки

ТО 2	Проверить (опробование) на полное открытие закрытие затвора арматуры в местном режиме управления
	Проверить срабатывание путевых выключателей, их ревизия
	Провести проверку настройки муфты ограничения крутящего момента
	Проверить плавность перемещения всех подвижных частей арматуры
	Замена (контроль) смазки в электроприводе (смазка должна соответствовать сезонным температурным параметрам данного региона)
	Проверка защиты электродвигателя от перегрузок и перекоса фаз
	Проверка (опробование) на полное открытие закрытие затвора арматуры в режиме телеуправления

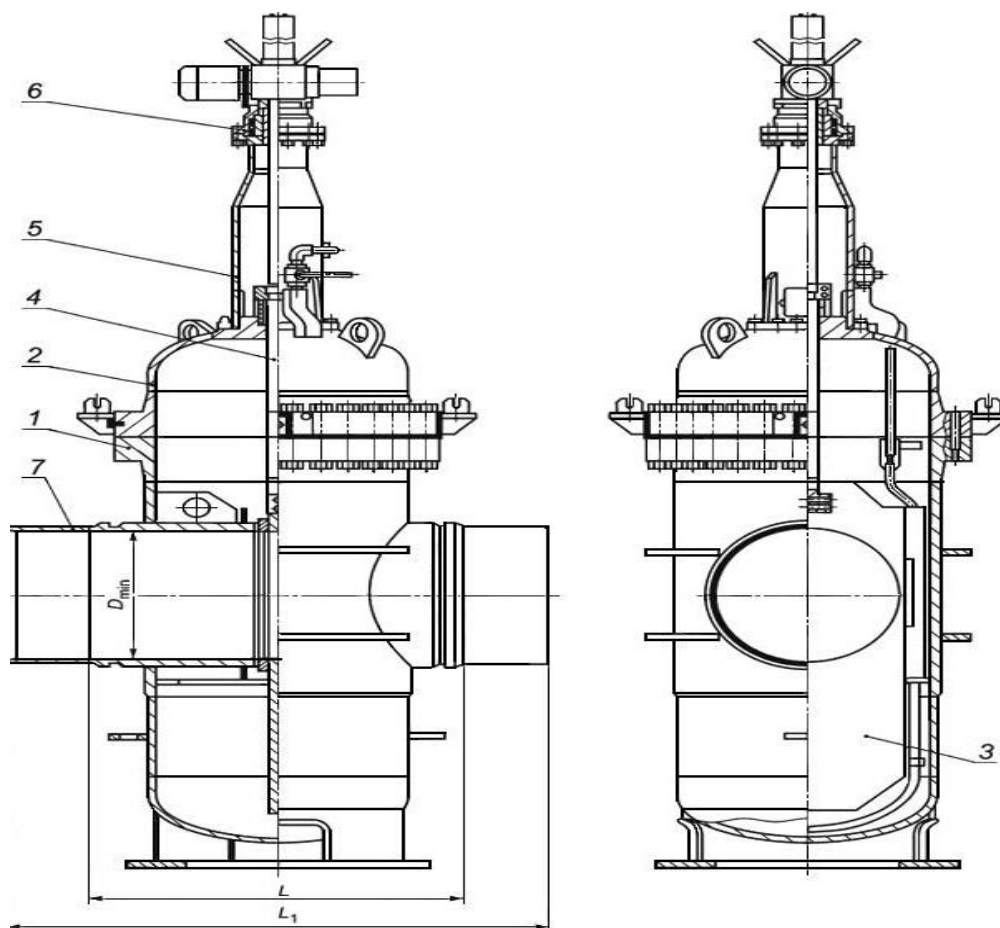


Рис. 3.1 Шиберная задвижка в разрезе [17]

1 – корпус, 2 – шибер, 3 – крышка, 4 – шпиндель, 5 – стойка, 6 – бугельный узел, 7 – приварная катушка.

3.2 Техническое обслуживание клиновых задвижек

Техническое обслуживание, согласно [18], включает:

- визуальная проверка герметичности надземных частей корпуса запорной арматуры по отношению к внешней среде, в том числе состояния и плотности материалов и сварных швов, герметичности фланцевых соединений и сальниковых уплотнений;
- очистка наружных поверхностей, устранить подтеки;
- контролировать наличия смазки в редукторе электропривода(в соответствии с эксплуатационной документацией на электропривод);
- визуальная проверка состояния электропривода, целостность подводящих кабелей,шунтирующих перемычек на фланцевых соединениях, заземляющих проводников на корпусах и площадках обслуживания;

- проверить крепления, герметичности защитного кожуха шпинделя запорной арматуры.

К ТО 2 относится:

- все виды ТО 1, а так же:
- проверить работоспособность путем полного закрытия и открытия затвора в местном и дистанционном режимах управления с проверкой 100 % степени открытия и закрытия по высоте шпинделя относительно базовых деталей корпуса и сравнения с положением указателя на электроприводе. В случае невозможности выполнения полного цикла (для запорной арматуры, полное закрытие которых приведет к остановке процесса перекачки), допускается проведение контроля исправности запорной арматуры частичным перемещением затвора. Контроль осуществляется в местном и дистанционном режимах управления путем перемещения затвора на 5-10 % от полного хода с последующим возвратом в исходное положение, при этом проверяется степень открытия или закрытия;
- проверить срабатывания путевых и концевых выключателей, их ревизия;
- проверить настройку муфты ограничения крутящего момента;
- проверить плавность перемещения всех подвижных частей арматуры;
- проверить резьбу шпинделя на отсутствие повреждений;
- проверить прямолинейность выдвижной части шпинделя;
- промывка нефтью запорной арматуры, установленной на тупиковых и не проточных участках трубопровода;
- визуальный контроль отклонения положения оси шпинделя от вертикальной оси в вертикальной плоскости, проходящей через ось трубопровода и в вертикальной плоскости, перпендикулярной оси трубопровода.

					Техническое обслуживание переходов МТ через водные преграды	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

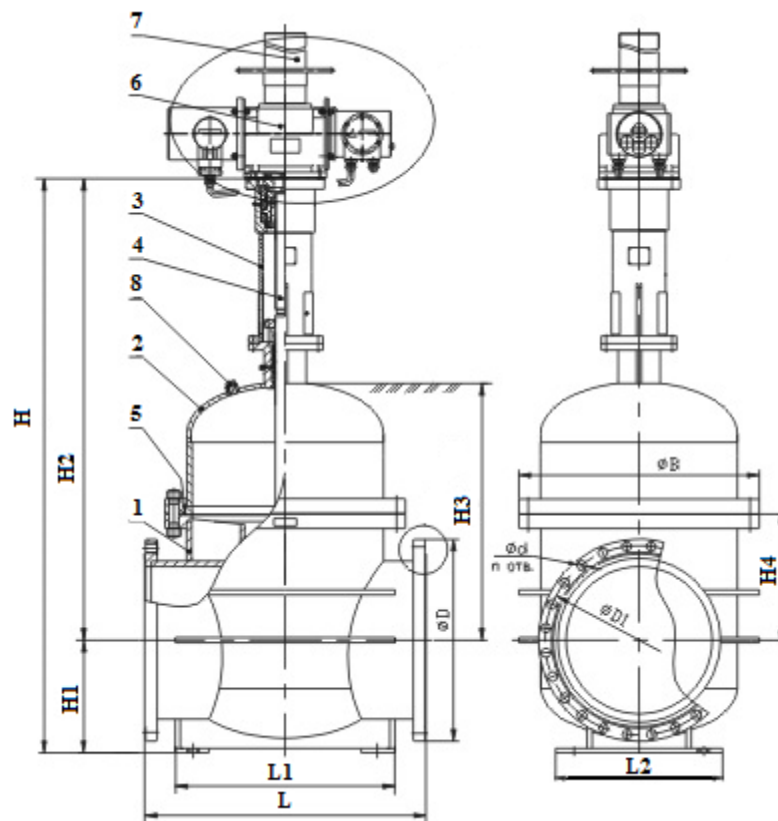


Рис. 3.2 Клиновaя задвижка [18]

1 – корпус, 2 – крышка, 3 – клин, 4 – шпindelь, 5 – кольцо уплотнительное, 6 – электропривод, 7 – кожух, 8 – пробка «воздушная»

Особенности обслуживания механической части электропривода, следующие:

- визуальный осмотр и очистка наружных поверхностей от загрязнения;
- обтяжка резьбовых соединений электропривода с запорной арматурой;
- проверка отсутствия посторонних шумов при работе электропривода (во время выполнения прогонки шпинделя по гайке на всю рабочую длину);
- проверка наличия смазки в электроприводе.

3.3 Техническое обслуживание КПП СОД

Техническое обслуживание камер приема-пуска СОД подразделяются на [18]:

- технический осмотр;
- текущий ремонт;
- капитальный ремонт.

Технический осмотр производится не реже одного раза в квартал.

При проведении технического осмотра проверяется:

- герметичность отсекающих задвижек затвора, блокирующего устройство;
- затяжка крепежных деталей;
- смазка подвижных составных частей: винтов, подшипников поворотного устройства затвора, подвеска хомута, роликов тележки и рамы. При необходимости пополнить смазку или заменить ее;
- состояние канатов кранов консольного и устройства запасовки и извлечения;
- крепление планок на канате.

Текущий ремонт производится при возникновении следующих неисправностей:

- стяжные полумуфты не входят в зацепление с фланцами – по причине: разрегулировано поворотное устройство, установлено уплотнительное кольцо большего сечения, чем требуется, неправильно установлено уплотнительное кольцо;
- негерметичность затвора – некачественное уплотнительное кольцо, загрязнено уплотнительное кольцо или уплотняющие поверхности, поставлено кольцо меньшего сечения. Для устранения неисправности требуется сбросить давление, открыть затвор, заменить уплотнительное кольцо;
- негерметичность блокирующего устройства – износились уплотнительные поверхности пробки или штуцера, для чего необходимо заменить пробку и зачистить уплотнительную поверхность.

Капитальный ремонт производится не раньше чем через 11 лет работы блока камеры. При этом могут заменяться отдельные составные части устройства и заменяться на новые или отремонтированные.

Контроль геодезических отметок оси камер (нивелировка камер) по отметкам на корпусе проводится специализированным подразделением ОСТ, подрядной организацией.

					Техническое обслуживание переходов МТ через водные преграды	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В первые год после ввода в эксплуатацию – 1 раз в квартал, в последующие годы – 2 раза в год (в периоды максимального оттаивания и промерзания грунтов). Отметки (точки нивелировки) должны быть закреплены на поверхности оборудования (магистральные задвижки, камеры пуска-приема СОД) несмываемой краской (крест 100х100 мм, толщина 10 мм), на весь срок эксплуатации необходимо обеспечить их сохранность.

Точки нивелировки закрепить на верхней образующей трубы и привязать к сварным стыкам.

Допускается значение вертикальных перемещений фундаментов камеры СОД (просадка) определяются проектной документацией на основе проверочных расчетов на прочность подводящих трубопроводов камеры СОД (технологическая обвязка).

Величина вертикальных перемещений фундаментов камер СОД должна контролироваться на всем протяжении срока эксплуатации камер СОД.

При превышении указанной в проектной документации расчетной величины допускаемых вертикальных перемещений фундаментов камер СОД, эксплуатация камер СОД запрещается.

3.4 Осмотр и техническое обслуживание перехода через водную преграду обходчиком

Для переходов МН через судоходные реки и реки с шириной русла в межень более 500 м отделом эксплуатации РНУ должны быть разработаны производственные инструкции обходчика [20].

Производственная инструкция обходчика разрабатывается с учетом условий эксплуатации конкретного перехода и должна содержать технические и эксплуатационные параметры перехода, описание, объём и периодичность работ по осмотру и обслуживанию перехода МН.

При техническом обслуживании перехода МН обходчик ежедневно должен выполнять следующие работы:

					Техническое обслуживание переходов МТ через водные преграды	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- технический осмотр состояния береговых участков, сооружений и оборудования в составе перехода МН;
- контроль давления в основной и резервной нитках перехода МН на соответствие утвержденным нормативно-технологическим параметрам работы МН и НПС;
- контроль отсутствия скопления воды в обвалованном пространстве и в колодцах КТ. Спуск воды из обвалований КПП СОД и задвижек осуществляется открытием дренажной задвижки. Запрещается оставлять дренажную задвижку в открытом состоянии без непрерывного контроля.

Таблица 3.4 Проверка и осмотр оборудования

Оборудования	Проверка и осмотр
1	2
Задвижки	Состояние электропривода и задвижки (состояние лакокрасочного покрытия, наличие стрелок открыто-закрыто, наличие точек нивелировки, проверка выхода резьбы шпилек (1-3 витка), проверка наличия обозначения задвижек
	Целостность подводящих кабелей
	Наличие заземляющих проводников на корпусах задвижек и площадках обслуживания
	Визуальная проверка герметичности надземных частей корпуса запорной арматуры по отношению к внешней среде, в том числе состояния и плотности материалов и сварных швов, герметичности фланцевых соединений
	Состояние площадки ограждения задвижки (состояние лакокрасочного покрытия, наличие механических повреждений)
	Наличие нефти в сальниковых камерах, устранение подтеков нефти на корпусе задвижек, очистка от грязи
Колодцы	Проверка исправности и чистоты колодцев
	Проверка технического состояния горловин, скоб и лестниц колодцев без спуска в колодец
	Проверка наличия запорных устройств на крышках колодцев

Окончание таблицы 3.4

1	2
	Контроль отсутствия механических повреждений и отсутствие протечек нефти
	Повреждение изоляции наличие коррозии
	Снятие показаний, проверка даты поверки
Подземные емкости	Состояние шунтирующих перемычек на фланцевых соединениях, наличие обозначения
	Визуальная проверка дыхательного клапана, люк-лаза емкости подземной
	Состояние оборудования емкости (состояние лакокрасочного покрытия, наличие точек нивелирования, наличие пломб и ЗУ, наличие антикоррозионной изоляции на выходе из земли)
Насосы	Состояние шунтирующих перемычек на фланцевых соединениях, наличие обозначения
	Состояние насоса (состояние лакокрасочного покрытия, отсутствие потеков нефти и их устранение при наличии, наличие стрелок направления вращения, наличие питающих кабелей). Проверка узла муфты насоса на наличие грязи, замазученности, уборка при необходимости
Блок-боксы	Визуальная проверка состояния блок-бокса (отсутствие механических повреждений, состояние лакокрасочного покрытия, наличие табличек ответственных, наличие ЗУ)
КПН СОД	Осмотр затвора камеры на наличие утечек нефти, уборка замазученности, очистка от грязи
	Осмотр камеры на наличие образования трещин, коррозии, осмотр сварных швов
	Визуальная проверка состояния заземления
	Визуальная проверка наличия предохранительных устройств на затворе КП СОД и их исправность
	Состояние КП СОД (состояние лакокрасочного покрытия, наличие точек нивелировки, наличие антикоррозионной изоляции на выходе из земли)

При обнаружении нефти в сальниковых узлах, воды и грязи в колодцах, неуправляемых манометров в колодцах обходчик информирует об этом начальника ЛАЭС который формирует бригаду в количестве не менее 3-х человек для устранения выявленных замечаний (при наличии возможности раскочки воды и замене манометров без спуска в колодец обходчик выполняет работы самостоятельно).

Технический осмотр береговых участков перехода с целью определения указанных в таблице 3.5

Таблица 3.5 Осмотр береговых участков

Осмотр
Размывы берега
Наличие провалов грунта
Развитие оврагов, оползней
Наличие кустарника и растительности по оси нефтепровода
Проверка наличия и состояния информационных знаков, ограждение охранной зоны перехода на судоходных и сплавных водных путях, указательных знаков оси трубопроводов на береговых участках и долговременных реперов (в соответствии с реестром информационных знаков)
Очистка от древесной поросли полосы шириной по 3 м от оси МТ (по распоряжению)
Ремонт или замена столбиков и указателей, покраска и восстановление надписей (по распоряжению)

У обходчика должна находиться носимая радиосвязь.

Обходчик должен передавать в операторную НПС по радио или телефонной связи следующую информацию приведенную в таблице 3.6

Таблица 3.6 Информация в НПС обходчиком

Ежедневная информация	Оперативная информация
О выходе и возвращении с маршрута обхода	Обнаружение выхода нефти, течи сальников задвижек, уплотне Технологические расчеты трубопровода подводного переходаний камер пуска-приема; затоплении защитных сооружений (обвалований) и других несоответствиях требованиям технического состояния
Давлении в основной и резервной нитках для сверки оператором НПС фактических давлений с давлением, определенным технологическим режимом;	
Техническом состоянии оборудования перехода (узлы задвижек, КПП СОД, узлы отбора давления, береговые участки, стационарные боновые ограждения, опоры и металлоконструкции воздушных переходов)	

Обходчик по результатам осмотра должен делать запись в журнале осмотра перехода ПП МН, и обо всех выявленных неисправностях докладывать в операторную НПС. Оператор НПС должен немедленно ставить в известность начальника и главного инженера НПС и передавать полученную информацию диспетчеру РНУ. Начальник НПС должен принять меры по устранению выявленных недостатков. Главный инженер ОСТ должен принять меры по организации работ, которые не могут быть выполнены силами НПС.

					Техническое обслуживание переходов МТ через водные преграды	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

4. Технологические расчеты трубопровода подводного перехода

4.1 Исходные данные

Расчёт нефтепровода диаметром 1020 мм;

$p = \blacksquare$ МПа – расчетное рабочее давление;

R_{n1} = ■ МПа – минимальное значение временного сопротивления металла, класс прочности K56;

$R_{n2} = \blacksquare$ МПа – минимальное значение предела текучести металла трубы, класс прочности К56;

$\delta_5 = 0,2\%$ - относительное удлинение при разрыве, марка стали 17Г1С,
класс прочности К 52;

Категория участка трубопровода - «В» [21];

$m=0,6$ - коэффициент условий работы трубопровода, по категории В [21];

$k_1 = 1,4$ – коэффициент надежности по материалу принимаем [21];

$k_n = 1$ - коэффициент надежности по назначению трубопровода, для нефтепровода условным диаметром менее 1000 мм [21];

$k_2 = 1,15$ - коэффициент надежности по материалу, соотношение характеристик металла менее 0.8 [21];

 $\Delta t = \dots$ °C – расчетный температурный перепад [14];

Принятый минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода [22].

4.2 Определение толщины стенки нефтепровода

Расчетное сопротивление сжатию металла трубы определяется по формуле:

					Особенности эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода « [REDACTED] » через реку [REDACTED] на			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	участке 379-383 км			
Разраб.	Тимошенко А.С.				Технологические расчеты нефтепровода подводного перехода	Литера	Лист	Листов
Руковод.	Герасимов А.В					ДР	50	103
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. каф	Рудаченко А.В.							

$$R_1 = \frac{m \cdot R_1^n}{k_1 \cdot k_n} \text{ МПа,} \quad (5.2.1)$$

МПа.

Расчётное сопротивление растяжению металла трубы определяется по формуле:

$$R_2 = \frac{m \cdot R_2^n}{k_2 \cdot k_n} \text{ МПа,} \quad (5.2.2)$$

МПа.

Рассчитываем толщину стенки трубопровода по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)}, \quad (5.2.3)$$

где $n=1,15$ - коэффициент надёжности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, [21];

$D_H = 1020$ мм - наружный диаметр трубопровода.

см = мм.

Принимаем предварительное значение толщины стенки $\delta =$ мм.

Внутренний диаметр трубопровода определяем по формуле:

$$D_{BH} = D_H - 2 \cdot \delta, \quad (5.2.4)$$

см = мм.

4.3 Определение переменных параметров модуля Юнга и коэффициента Пуассона

Промежуточное значение продольного осевого напряжения от расчётных нагрузок и воздействий определяем по формуле:

$$\sigma_{np.N} = -\alpha \cdot E_0 \cdot \Delta t + \mu_0 \cdot \frac{n \cdot p \cdot D_{BH}}{2 \cdot \delta}, \quad (5.3.1)$$

где $\Delta t =$ - расчётный температурный перепад, °С;

$\mu_0=0,3$ - коэффициент Пуассона упругой стадии работы металла[21];

					Технологические расчеты трубопровода подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

$\alpha=0.000012$, град⁻¹ - коэффициент линейного расширения .

МПа.

Кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления определены по формуле:

$$\sigma_{КЦ} = \frac{n \cdot p \cdot D_{ВН}}{2 \cdot \delta}, \quad (5.3.2)$$

МПа.

Интенсивность напряжений определена по формуле:

$$\sigma_i = \sqrt{\sigma_{КЦ}^2 + \sigma_{нр.Н}^2 - \sigma_{КЦ} \cdot \sigma_{нр.Н}}, \quad (5.3.3)$$

Значение деформаций определено по нормированной диаграмме растяжения и составляет $\varepsilon = 0.00136$.

Интенсивность деформаций от интенсивности напряжений определена по формуле:

$$\varepsilon_i = \varepsilon - \frac{1 - 2 \cdot \mu_0}{3 \cdot E_0} \cdot \sigma_i, \quad (5.3.4)$$

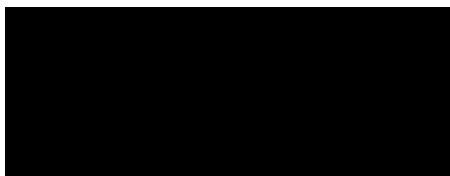
Переменный параметр упругости (модуль Юнга) определяется для i -того приближения по формуле:

$$E = \frac{\frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}{1 + \frac{1 - 2 \cdot \mu_0}{3 \cdot E_0} \cdot \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}, \quad (5.3.5)$$

МПа.

Переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона) определяется по формуле:

$$\mu = \frac{\frac{1}{2} - \frac{1-2 \cdot \mu_0}{3 \cdot E_0} \cdot \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}{1 + \frac{1-2 \cdot \mu_0}{3 \cdot E_0} \cdot \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}, \quad (5.3.6)$$



Материал трубопровода работает в упругой области.

Принимаем для дальнейших расчетов следующие значения:

$$\mu = 0,4,$$

$$E = \text{[redacted]} \text{ МПа},$$

$$\sigma_{np.N} \text{ [redacted]} \text{ МПа}.$$

4.4 Проверка трубопровода на прочность

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла определяется по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{np.N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{np.N}|}{R_1}, \quad (5.4.1)$$



Расчетная толщина стенки с учетом влияния осевых сжимающих напряжений определяется по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2(\psi_1 \cdot R_1 + n \cdot p)} \geq 14 \text{ мм}, \quad (5.4.2)$$



$$\text{см} = 9,3 \text{ мм}.$$

Принимаем значение толщины стенки $\delta = \text{[redacted]}$ мм [21].

Проверку трубопровода на прочность производим по условию:

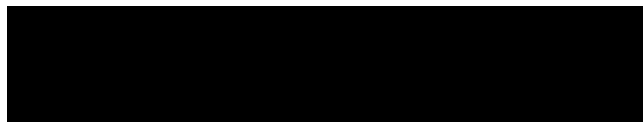
					Технологические расчеты трубопровода подводного перехода	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$|\sigma_{np.N}| \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (5.4.3)$$

где

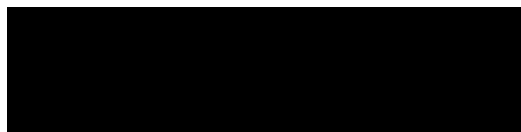
ψ_2 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, определяемый по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{KII}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{KII}|}{R_1}, \quad (5.4.3)$$



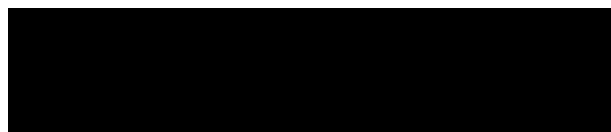
Максимальное значение отрицательного температурного перепада определяем по формуле:

$$\Delta t_- = \frac{R_1 - 0,25 \cdot n \cdot p \cdot \frac{D_{BH}}{\delta}}{\alpha \cdot E}, \quad (5.4.5)$$



Максимальное значение положительного температурного перепада определяем по формуле:

$$\Delta t_+ = \frac{\psi_2 \cdot R_1 + 0,25 \cdot n \cdot p \cdot \frac{D_{BH}}{\delta}}{\alpha \cdot E}, \quad (5.4.6)$$



Условие прочности по формуле (13) выполняется:

$$|\sigma_{np.N}| \leq \psi_2 \cdot R_1,$$

$$\sigma_{np.N} < \sigma_{\text{предел}},$$

$$\sigma_{np.N} < \sigma_{\text{предел}}.$$

4.5 Проверка трубопровода на отсутствие недопустимых пластических деформаций

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов необходимо производить проверку по условиям:

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_H} R_2^H, \quad (5.5.1)$$

$$\sigma_{кш}^H \leq \frac{m}{0,9k_H} R_2^H. \quad (5.5.2)$$

Кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления определяются по формуле:

$$\sigma_{кш}^H = \frac{p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta} \text{ МПа.} \quad (5.5.3)$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние металла труб:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кш}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кш}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H}, \quad (5.5.4)$$

$$\rho = \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \left(\psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H + \mu_0 \frac{p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \right)},$$

Минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода:

$$\rho = \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \left(\psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H + \mu_0 \frac{p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \right)}, \quad (5.5.5)$$

$$\rho_{\min} = \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \left(\psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H + \mu_0 \frac{p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \right)} \text{ мм.}$$

					Технологические расчеты трубопровода подводного перехода	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Принимаем для дальнейших расчетов минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода $\rho = \blacksquare$ м.

Максимальные суммарные продольные напряжения растяжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{np}^H(+) = \frac{\mu_0 \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t + \frac{E_0 \cdot D_H}{2 \cdot \rho}, \quad (5.5.6)$$

$\blacksquare$ МПа.

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_H} R_2^H,$$

$\blacksquare$,

$\blacksquare$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9k_H} \cdot R_2^H$$

$\blacksquare$

$\blacksquare$

Условия проверки на предотвращение недопустимых пластических деформаций выполняется.

4.6 Проверка на устойчивость против всплытия утяжеляющими устройствами типа УБО – 1020, чугунные пригруза

Исходные данные для береговых участков:

Толщина слоя изоляции 3.00 мм [23];

Диаметр изолированного трубопровода $D_H = \blacksquare$ мм;

Коэффициент надёжности устойчивости положения против всплытия $k_{н.в.} = 1,05$ [21];

					Технологические расчеты трубопровода подводного перехода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

Длина участков $l_{p.n.} = \blacksquare$ м;

Длина участков $l_{o.n.} = \blacksquare$ м;

Типы балластирующего груза – УБО – $\blacksquare$:

Длина балластирующего груза – $\blacksquare$ м;

Вес груза - $\blacksquare$

Объемный вес материала пригрузки УБО – $\blacksquare$ $\gamma_6 = 2300$ кг/м³.

Вес продукта не учитывается.

Расчётная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод:

$$\blacksquare \text{ Н/м,} \quad (5.6.1)$$

где $\rho_6 = 1000$ кг/м³ – плотность воды с учётом растворённых в ней солей.

Расчётная нагрузка от массы трубопровода:

$$q_{mp} = g \cdot 0,95 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot ((D_n^2 - D_{вн}^2) \cdot \gamma_{mp} + (D_{из}^2 - D_n^2) \cdot \gamma_{из}), \quad (5.6.2)$$

$$\blacksquare,$$

$$q_{mp} = \blacksquare \text{ Н/м,} \quad (5.4.3)$$

где $0,95$ - коэффициент надёжности по нагрузке n от веса трубопровода [21];

Момент инерции сечения трубопровода на рассматриваемом участке:

$$\blacksquare \text{ м.} \quad (5.6.3)$$

Нормативная интенсивность балластировки трубопровода пригрузами УБО – $\blacksquare$:

$$q_{бал}^n = \frac{1}{n_6} \cdot (k_{н.6} q_6 + q_{изг} - q_{mp} - q_{дон}) \cdot \frac{\gamma_6}{\gamma_6 - \gamma_6 \cdot k_{н.6}}, \quad (5.6.4)$$

где $n_6 = 0,9$ – коэффициент надёжности по нагрузке дл

					Технологические расчеты трубопровода подводного перехода	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расстояние между осями пригрузов УБО – :

M.

11/11/2016

ШТ,

5

11/11/2016

ШТ,

11/11/2016

M.

15 JULY 2004

ШТ,

$$L_{cp} = \frac{l_{o.H.}}{n_{o.H.}} = \frac{52}{17} = 3 \text{ м.}$$

MM;

MM;

$$k_{H.B.}=1,05 \text{ [21];}$$

7

103

					Технологические расчеты трубопровода подводного перехода	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Длина балластирующего груза – 0,72 м;

Вес груза - $P_{гр} = \text{[redacted]}$ Н;

Объемный вес материала чугуна пригрузки $\gamma_{\delta} = 7150$ кг/м³.

Вес продукта не учитывается.

Расчётная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод:

$$\text{[redacted]} \text{ Н/м,} \quad (5.6.8)$$

где $\rho_{\delta} = 1000$ кг/м³ – плотность воды с учётом растворённых в ней солей.

Расчётная нагрузка от массы трубопровода:

$$q_{mp} = g \cdot 0,95 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot \left((D_n^2 - D_{вн}^2) \cdot \gamma_{mp} + (D_{из}^2 - D_n^2) \cdot \gamma_{из} + (D_{фут}^2 - D_{из}^2) \cdot \gamma_{фут} \right) \quad (5.6.9)$$

$$\text{[redacted]}$$

$$q_{mp} = 4253 \text{ Н/м,}$$

где 0,95 – коэффициент надёжности по нагрузке n от веса трубопровода [21];

Момент инерции сечения трубопровода на рассматриваемом участке:

$$\text{[redacted]} \text{ м}^4. \quad (5.6.10)$$

Нормативная интенсивность балластировки трубопровода чугунными пригрузами:

$$q_{бал}^H = \frac{1}{n_{\delta}} \cdot (k_{н.в} q_{\delta} + q_{изг} - q_{mp} - q_{дон}) \cdot \frac{\gamma_{\delta}}{\gamma_{\delta} - \gamma_{\delta} \cdot k_{н.в}} \quad (5.6.11)$$

где $n_{\delta} = 1,0$ – коэффициент надёжности по нагрузке для чугунных пригрузов [21];

$$\text{[redacted]} \text{ Н/м.}$$

Расстояние между осями чугунных пригрузов:

$$\text{[redacted]} \text{ м,}$$

Количество грузов на русловом участке (основная нитка):

шт,

Принимаем количество грузов на участке по.н. = шт.

Уточнённое расстояние между осями пригрузов:

м.

Количество грузов на русловом участке (резервная нитка):

шт.

Принимаем количество грузов на участке пр.н. = шт.

Уточнённое расстояние между осями пригрузов:

м.

4.7 Определение несущей способности ледяного покрова

Рассчитываем толщину льда по формуле:

$$\text{м.} \quad (5.7.1)$$

где $h_{расч}$ – расчетная толщина льда, м;

$P=0,35$ т – масса 1 м трубопровода,

$\sigma_{из}=140$ т/м – предел прочности льда на изгиб.

Время пребывания груза на льду должно быть ограничено во избежание его погружения в лед.

Максимально – допустимое время нахождения груза на льду (основная нитка)

$$t = 200 \cdot \left[\frac{P_{дон} - P}{P_{дон} \cdot P} \cdot (\theta + 1) \right]^2, \quad (5.7.2)$$

где $P=90$ т – масса груза, находящегося на льду;

$P_{дон}$ – допустимая нагрузка для льда данной толщины;

$\theta=4$ – коэффициент, зависящий от условий работы и температуры воздуха [24];

Допустимая нагрузка для льда данной толщины

$$\text{[Redacted]}, \quad (5.7.3)$$

где $\sigma_p=140$ т/м – временное сопротивление льда на растяжение т/м [24],

$B_1 = 20$ м, $B_2 = 40$ м – линейные размеры площади опоры груза.

$$\text{[Redacted]}.$$

Максимально – допустимое время нахождения груза на льду (резервная нитка):

$$\text{[Redacted]},$$

$$\text{[Redacted]}.$$

5. Авария на подводном переходе

Скрытые дефекты труб, из которых состоит нефтепровод, служат одной из распространенных причин возникновения утечек. Эти дефекты могут возникнуть в результате низкокачественного проката при изготовлении труб или плохой сварки стыков при монтаже трубопровода и ремонтных работах. Обнаружить сразу такие дефекты, как правило, не удастся, хотя для этого и принимаются меры. И только после длительной эксплуатации нефтепроводов скрытые дефекты могут проявить себя и стать причиной повреждения трубопровода и утечки соответственно.

Нарушение технологических правил эксплуатации нефтепроводов также составляет одну из причин возникновения утечек нефти. Частые пуски и остановки нефтеперекачивающих агрегатов, быстрые открытия и закрытия задвижек, всевозможные вибрации и другие причины приводят к возникновению в трубопроводах нестационарных (переходных) процессов, сопровождаемых резкими колебаниями давления. Нефть, текущая в трубопроводе, имеет значительную плотность ($870-920 \text{ кг/м}^3$) и, следовательно, инерцию, поэтому быстрые изменения скорости потока ведут к значительным колебаниям давления, распространяющимся в виде волн вниз и вверх по потоку.

В низинах профиля, где расположены подводные переходы, статическое давление выше, чем в других сечениях трубопровода. Поэтому могут возникать перегрузки, приводящие к разрыву трубы.

Рассмотрим ситуацию, когда произошла авария на подводном переходе.

Определение мест распространения нефтезагрязнений

Места возможного распространения нефтяных загрязнений для конкретного подводного перехода, эксплуатируемого в системе магистральных нефтепроводов, заранее определяются методами экспериментальной гидрологии на масштабных лабораторных моделях или при проведении учений по локализации и ликвидации последствий

					Особенности эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода « » через реку на участке 379-383 км			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Авария на подводном переходе	Литера	Лист	Листов
Разраб.		Тимошенко А.С.				ДР	62	103
Руковод.		Герасимов А.В.				ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Консульт.								
Зав. каф		Рудаченко А.В.						

возможных аварий на ПП.

Важным аспектом при планировании работ входящих в план ликвидации аварий, разработанном на предприятиях МН, являются факторы, приведенные в таблице 5.1.

Таблица 5.1 Основные факторы распространения нефтяного пятна на водной поверхности

Основные факторы
Скорость течения реки на участке русла в створе ПП МН, а также в прилегающих рукавах реки
Положение трассы нефтепровода ПП МН
Рельеф береговой зоны на участке ПП МН, рельеф дна реки, наличие растительности на берегу и дне
Гидрометеорологические и климатические условия в период возникновения и устранения аварии
Характер повреждения стенки нефтепровода ПП МН
Объем выхода нефти из поврежденного участка

Эти факторы учитывают при определении возможных мест распространения нефтяного пятна в математических моделях, которые позволяют:

- точную характеристику поведения нефтяного загрязнения, с учетом местной топографии, гидрологических режимов данного водотока и метеорологических условий в зависимости от сезона
- дать прогноз развития аварийной ситуации для возможной аварии на конкретном ПП МН с указанием направления распространения нефтяного загрязнения по водной поверхности в зависимости от координат места повреждения нефтепровода ПП МН и объема утечки, а также гидрологических и метеорологических условий;
- определить характер выхода нефти через толщу грунта и воды.

Оповещение об аварии и действия персонала

При получении сообщения об аварии на нефтепроводе или падении давления на выкиде НПС или трассе нефтепровода, увеличении нагрузки на электродвигатели, оператор ЛПДС (НПС) должен сообщить об этом

диспетчеру РДП, РНУ (УМН) и начальнику ЛПДС, НПС.

Аварийно-восстановительные службы, обходчики нефтепроводов при осмотре трассы нефтепровода и обнаружении выхода нефти на поверхность водоема, водотока должны:

- сообщить о выходе нефти оператору НПС и диспетчеру РДП;
- продублировать сообщение по телефону или радиации с ближайшей ЛПДС (НПС);
- приступить к ликвидации аварии, действуя согласно ПЛА.

При облете трассы и обнаружении выхода нефти летный наблюдатель или бортовой оператор должны:

- сообщить через диспетчера аэропорта диспетчеру РНУ (УМН) об обнаруженном месте выхода нефти;
- сделать круг над ближайшей ЛПДС (НПС) и сбросить вымпел с сообщением об обнаружении выхода нефти;
- продублировать свое сообщение диспетчеру РДП с ближайшего аэропорта;
- находиться на связи в ожидании указаний диспетчера РДП.

Руководитель ЛПДС, на участке которого произошла авария, после получения сообщения об аварии, обязан доложить руководству РНУ (УМН), принять на себя руководство по ликвидации аварии до прибытия на место аварии руководителя работ от РНУ (УМН) или ответственного руководителя по ликвидации аварии, назначенного приказом по ОАО МН.

Ликвидация нефти на объектах водной поверхности

Ликвидация нефти на объектах водной поверхности проводится установкой боновых заграждений.

Места устройства заграждений на водной поверхности (определены заранее в ПЛА) уточняются ответственным руководителем по ликвидации аварий, с учетом конкретных обстоятельств в каждом случае, с таким расчетом, чтобы ко времени подхода головной части нефтяного пятна работы по сооружению заграждению были закончены.

					Авария на подводном переходе	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Боновые заграждения могут устанавливаться в несколько рядов в зависимости от объема и скорости выхода нефти. По возможности они могут полностью перекрывать русло реки. Используются боновые заграждения различных конструкций. На мелких реках и заранее выбранных и подготовленных местах, можно использовать также специальные маты из соломы, камыша, бревен и т.п. Уловленную нефть направляют вдоль ограждения к нефтесборщикам или к берегу для дальнейшей откачки [26].

Способы и места установки заграждений и объемы подготовительных работ, с учетом местных условий и сезона, должны быть предусмотрены в планах ликвидации аварий для ПП МН и отработаны на учениях по устранению аварий на ПП МН.

При разворачивании боновых заграждений необходимо соблюдать меры безопасности:

- работы по установке боновых заграждений необходимо проводить с помощью катеров, лодок, имеющих достаточную устойчивость и грузоподъемность;
- управлять маломерными судами должны судоводители, имеющие удостоверение установленного образца; катера и лодки должны быть укомплектованы (спасательными средствами, штатным оборудованием) и исправны;
- установка боновых заграждений с плавсредств должна выполняться не менее, чем двумя рабочими, в спецодежде, с одетыми спасательными жилетами,
- при проведении работ в ночное время место работы на водном объекте должно освещаться с берега прожекторами.

При использовании нефтесборной и откачивающей техники необходимо соблюдать следующие меры безопасности:

- электрооборудование нефтесборщика должно быть выполнено во взрывозащищенном исполнении;

					Авария на подводном переходе	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- при выполнении работ по сбору нефти/нефтепродуктов в ночное время место работ должно освещаться светильниками во взрывозащищенном исполнении. Напряжение ручного взрывозащищенного переносного светильника не должно превышать 12 В;
- запрещается подключение нефтесборщика к электросети при поврежденной изоляции силового кабеля и отсутствии заземления;
- рубильник/пускатель необходимо устанавливать на расстоянии не менее 30 м от работающего нефтесборщика;
- при перемещении шланга нефтесборщика его необходимо защищать от механических повреждений, образования петель и ослабления соединительных креплений;
- запрещается производить обслуживание нефтесборщика во время его работы, запрещается допускать к работе на нефтесборщике лиц, не имеющих допуска к самостоятельной работе на нем и запрещается оставлять без присмотра работающее оборудование.

Особенности локализации и сбора нефти на водных объектах в зимнее время при наличии ледового покрова.

Локализация нефти и направление ее в зону сбора в условиях наличия ледового покрова проводится с помощью установки боновых заграждений или созданием во льду направляющих ледовых прорезей (майн), к которым предъявляют требования безопасности и спасательные средства (таблица 5.2).

Таблица 5.2 Требования безопасности и спасательные средства

Требования безопасности	Спасательные средства
необходимо замерять толщину ледового покрова	спасательные круги
запрещается движение всех транспортных средств по необследованным участкам ледового покрова	багры
	шесты
	предохранительный пояс с сигнально-спасательной веревкой
	рабочие должны быть одеты в спасательные жилеты и иметь предохранительный пояс с сигнально-спасательной веревкой
	для переходов через майну необходимо устанавливать трапы

Для сооружения майн и прорезей на ледовом покрове используют ледорезные механизмы и машины. Ледорезные работы при глубине воды под льдом более 0,5 м допускается выполнять после определения приведенной толщины ледяного покрова, способного выдержать нагрузку работающей ледорезной машины.

Прорези располагаются под углом к течению реки в зависимости от скорости и в соответствии с рекомендуемыми углами установки боновых заграждений. В конце направляющей прорези сооружается майна для размещения нефтесборщика и вспомогательного оборудования.

Ширина прорези выбирается с учетом всплытия нефтяных частиц в зависимости от толщины льда и скорости течения. В соответствии с отечественным и зарубежным опытом рекомендуемая ширина прорези составляет 1 - 3 м [27].

Минимальная допустимая толщина ледяного покрова для осуществления всех работ, установки оборудования, размещения материалов и движения транспортных средств определяется из опыта проведения работ и обеспечения безопасности. Возможность проведения работ должна решаться руководителем работ по ликвидации аварии с учётом предыдущего опыта и знания местных условий конкретного водоёма в районе аварии (температура воздуха, продолжительность ледостава, нарастание льда по времени, структура льда и характер ледяного поля, химический состав воды, наличие трещин, воды и снега на поверхности льда) и времени нахождения на льду.

В зимнее время года надувные боновые заграждения могут применяться для локализации и направления нефти к месту сбора только на открытых участках воды. Предпочтительными являются металлические боновые заграждения, которые позволяют проводить выжигание нефти.

Для локализации и направления нефти зимой можно использовать листовые материалы в виде цельного полотна, опускаемого на глубину 0,5 - 0,7 м и вмораживаемого верхней кромкой в лед.

					Авария на подводном переходе	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В зимнее время года могут быть применены лентопротяжные нефтесборщики, дисковые скиммеры или барабанные (щеточные)..

Для бесперебойной работы и повышение эффективности нефтесборщиков при их использования, необходимо обеспечить подачу тепла в зону контакта рабочего элемента нефтесборщиков с нефтяной пленкой. В качестве альтернативных источников тепла возможно использовать передвижные паровые установки (ППУ) или электрокалориферы.

Для предотвращения промерзания прорези и майн, следует принять меры по их утеплению. Для обеспечения безопасности работы персонала необходимо обеспечить отслеживание изменения толщины льда.

Все работы с плавсредств и погружение водолазов в воду проводятся при волнении водной поверхности не более 3-х баллов.

Сбор нефти и ее утилизация

Как было указано выше, сбор разлитой нефти с водной поверхности проводят различными нефтесборщиками или откачивают насосами (в смеси с водой) в специальные емкости (земляные амбары, резиноканевые емкости), расположенные на берегу, для дальнейшей ее утилизации (объёмы ёмкостей и способы утилизации собранной нефти определены в ПЛА).

Тонкие слои нефти, оставшейся на поверхности воды после сбора нефтесборщиками, нефть, оставшаяся в лагунах, рукавах, заливах, убираются сорбентами.

Остаточные нефтяные загрязнения, нефть, оставшаяся на плесах, берегах, между растительностью, смываются водой, собирают на поверхности воды между берегом и боновыми заграждениями, затем убирают с помощью сорбентов, которые наносятся на водную поверхность и после пропитывания остаточной нефти собирают и вывозят на специальные полигоны, где утилизируют или сжигаются.

Нефть, разлившаяся по поверхности льда, должна быть собрана механизированным или ручным способом и вывезена в котлованы или ближайшую НПС.

Нефть, попавшая под лёд должна быть собрана нефтесборщиками и вывезена. Оставшаяся нефть после уборки со льда и из подо льда, по

					Авария на подводном переходе	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

согласованию с экологическими и противопожарными органами, может быть уничтожена путем сжигания. Не сожженная часть загрязненной нефтью остатки льда (и снега) должны быть вывезены для утилизации в специально отведенные места.

Вытеснение нефти из поврежденного участка подводного перехода

Порядок вытеснения нефти из поврежденного трубопровода ПП выбирается в зависимости от следующих факторов:

- наличия КПП очистных устройств или разделителей;
- места и характера повреждения подводного трубопровода;
- профиля трассы перехода.

Вытеснение нефти выполняется согласно плану мероприятий, разработанному ОЭ и утвержденному главным инженером ОАО МН, РНУ, или согласно оперативному ПЛА на ПП МН, если в составе ПЛА предусмотрен весь объем работ, подлежащих выполнению по вытеснению с учетом конкретных факторов.

Вытеснение нефти из поврежденного участка ПП МН и заполнение его водой производят в последовательности приведенные в таблице 5.3

Таблица 5.3 Этапы вытеснения нефти из участка ПП МН

Этапы вытеснения нефти из участка ПП МН	
врезают задвижки и подготавливают обвязку для откачки нефти в параллельный трубопровод, в сборную емкость или в резервную нитку для закачки воды в трубопровод	
вырезают катушку, на ее место врезают новую, с запасованным разделителем	
при отсутствии постоянные камеры пуска на основных и резервных нитках перехода, на другой стороне для приема и откачки нефти врезаются задвижки диаметром 150 - 200 мм	
присоединяют необходимые механизмы и оборудование	
откачивают нефть из трубопровода и закачивают в параллельный трубопровод или за линейную задвижку ремонтируемого нефтепровода (или в передвижную емкость) и закачивают воду для заполнения в освобождаемый участок трубопровода	
ремонтируемую нитку отключают от действующего нефтепровода и заглушают путём установки заглушек после вырезки катушек	

Пойменные части и участки ПП МН на суше, при необходимости, освобождаются от воды.

Вытеснять нефть с трубопровода необходимо водой с использованием механических разделителей. Запрещается вытеснять нефть водой из ПП прямым контактированием. При вытеснении нефти, в качестве разделителей можно использовать скребки-разделители без щеток типа СКР-1, СКР-2 конструкции ЦТД "██████" соответствующих диаметров.

Работы по приему и пуску разделителей состоят из следующих этапов:

- заправки разделителей в камеру пуска;
- запуска в магистраль перед водяной пробкой и приема разделителей в камеру приема;
- остановка перекачки после заполнения участка подводного перехода водой.

Вытесненную нефть можно закачать в основную (резервную) нитку перехода, в передвижные ёмкости или в параллельный трубопровод. Если отсутствует резервная нитка на переходе или отсутствует параллельный магистральный трубопровод вытесняемую нефть из поврежденного участка можно закачать в трубопровод за береговые линейные задвижки или закачать во временный амбар.

При ремонте аварийного участка для закачки воды в ПП МН и для откачки и закачки вытесненной нефти могут быть использованы передвижные насосные агрегаты ПНУ-1, ПНУ-1М или ПНА-1, 2, или другие насосные агрегаты.

Заполнение ПП МН водой и откачку из него нефти необходимо вести с производительностью, обеспечивающей скорость движения разделителя 0,75 - 2 м/сек.

Время освобождения подводного трубопровода и скорость вытеснения нефти должны регулироваться выбором нужного количества насосных агрегатов соответствующей производительности. Данные насосные агрегаты должны обеспечить возможность преодоления перепада высот по профилю перехода с учётом сил трения и местных сопротивлений. Чтобы не допустить воздействия на освобождаемый участок давления, превышающего

					Авария на подводном переходе	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

статическое, откачку нефти следует проводить с подключёнными подпорными насосами. При этом количество вытесняемой нефти должно быть больше или равно количества закачиваемой воды на месте закачки.

Вытеснение нефти из нефтепровода ПП при ликвидации аварии на участках суши между урезом и береговыми задвижками производится с учётом местных условий и требований безопасности как при ликвидации аварий на трубопроводе линейной части.

Способ вытеснения нефти из поврежденного участка конкретного перехода магистрального нефтепровода должен быть разработан в составе плана ликвидации возможной аварии (ПЛА), на ПП МН через крупные водные переходы - отработан на учениях.

Расположение дополнительных агрегатов, оборудования и технических средств для заполнения водой, закачки и откачки нефти, а также принимаемые меры безопасности должны соответствовать требованиям правил пожарной безопасности при эксплуатации МН и другим нормативным документам.

Отключение поврежденного участка магистрального нефтепровода

В случае поступления сообщения о появлении нефти на водной поверхности, берегах водного объекта диспетчер РДП должен незамедлительно остановить перекачку, направить на место расположения подводного перехода МН группу патрулирования ЛАЭС для определения места выхода нефти (утечка из основной или резервной нитки ПП МН). При необходимости на судоходных реках необходимо принять меры по предупреждению судов об опасности.

На место аварии незамедлительно направляется подразделение ЛАЭС и водолазные бригады участков подводно-технических работ [26].

Подразделение ЛАЭС, прибывшее на место аварии, выставляет предупреждающие знаки и принимает меры по ограждению и охране места выхода нефти.

					Авария на подводном переходе	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Диспетчер, по согласованию с руководством РНУ и диспетчером ОАО МН, вводит в работу основную (резервную) нитку, отключив аварийную нитку, путем переключения береговых задвижек.

При возникновении аварии на ПП МН во время работы обеих ниток, диспетчер должен остановить перекачку нефти, отключить нитки закрытием задвижек и определить места аварии. Перекачка нефти должна быть возобновлена по исправной нитке.

Ремонт подводного перехода

Перед проведением подводно - технических работ на судоходных реках и водохранилищах необходимо установить регулярную связь с гидрометеослужбой для получения ежедневных прогнозов погоды.

До начала проведения ремонтных работ водолазы должны обследовать ПП МН и установить место и характер повреждения нефтепровода. Способ ремонта определяет ответственный руководитель по ликвидации аварии.

Метод ремонта трубопровода подводного перехода магистрального нефтепровода зависит от вида и характера полученных повреждений, а так же от вида аварии, конкретных условий, технической оснащенности, сезона, может проводиться с подъемом или без подъема нефтепровода на поверхность воды, а также в огражденном от водной среды котловане.

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

					Авария на подводном переходе	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Требования при устранении аварий на ПП МН, связанных с разгерметизацией нефтепровода и выходом нефти приведены в таблице 5.4

Таблица 5.4 Требования при разгерметизации нефтепровода

Прекратить перекачку нефти
Закрыть задвижки и отключить аварийный участок нефтепровода
Выставить ограждения, препятствующие распространению нефти на водной поверхности, и организовать сбор разлившейся нефти
Вычислить место и характер повреждения ПП МН
Рассчитать объемы ожидаемой утечки
Осуществить доставку людей и тех. средств к месту аварии
Организовать ремонт поврежденного (разрушенного) участка ПП МН одним из методов, указанных ПЛА
Испытать отремонтированный участок нефтепровода

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Для увеличения пропускной способности нефтепровода один раз в квартал производят внутреннюю очистку трубопровода. Рассчитаем стоимость пропуска одного очистного устройства, который включает:

- оплату труда;
- амортизация техники;
- расходы ГСМ;
- отчисления на социальные нужды.

На данном участке работают две бригады. В бригаду входит два трубопроводчика линейного, лицо ответственное за производство работ и водитель.

Таблица 6.1- Месячный фонд оплаты труда каждой из бригад составит:

Должность	Оклад,руб.	Премия 70%	Итого с премией	Районный коэффициент, .50 %	Северный коэффициент, 50 %	Всего ФОТ	Отчисления 30 %	Заработная плата
Мастер	22300	15610	37910	18955	18955	75820	22746	98566
Трубопроводчик линейный 5 разряда	16250	11375	27625	13812,5	13812,5	55250	16575	71825
Трубопроводчик линейный 5 разряда	16250	11375	27625	13812,5	13812,5	55250	16575	71825
Водитель автомобиля УАЗ	16900	11830	28730	14365	14365	57460	17238	74698
Водитель автомобиля КАМАЗ-манипулятор	17400	12180	29580	14790	14790	59160	17748	76908
Всего:	89100	62370	151470	75735	75735	302940	90882	393822

					Особенности эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода « [REDACTED] » через реку [REDACTED] на			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	участке 379-383 км			
Разраб.		Тимошенко А.С.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	74	103
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. каф		Рудаченко А.В.						

Таким образом, всего месячный фонд оплаты труда двух бригад составит:
 $393822 \text{ руб.} \cdot 2 = 787644 \text{ руб.}$

На этом объекте бригады работают 4 раза в год, т.е. 1 раз в квартал .

Годовой фонд оплаты труда составит: $787644 \text{ руб.} \cdot 4 \text{ мес.} = 3150576 \text{ руб.}$

Производим расчет затрат на ГСМ, заносим в таблицу 6.2

Таблица 6.2- Расчет затрат на ГСМ

Марка автомобиля	Марка топлива	Расход топлива, л	Пробег в день, км	Дневной расход, л	Работа дней в месяц	Работа дней в году	Расход ГСМ в году	Цена ГСМ руб./л.	Стоимость ГСМ в год, руб.
УАЗ	АИ-92	16	50	8	22	88	708	37	26048
Камаз-манипулятор	Дизельное топливо	28	50	14	22	88	1232	38	46816
Итого:			100						72864

Таблица 6.3- Рассчитываем амортизационные отчисления

Марка	Балансовая стоимость, руб.	Норма амортизации, % в год	Сумма амортизационных отчислений в год, руб.
УАЗ	200 000	12,5	25 000
КАМАЗ-манипулятор	1 000 000	12,5	125 000
Насос	150 000	10	15 000
Итого:			165 000

Таблица 6.4- Общая сумма затрат за очистку за год

Затраты, расходы	Сумма в год, руб.
Зарплата	2423520
Отчисления	727056
Материальные затраты из них: ГСМ	72864
Амортизация	165000
ИТОГО:	3388440

Эффективность очистки нефтепровода

При эксплуатации трубопровода в его полости накапливаются различные отложения, которые приводят к снижению его пропускной

способности и, как следствие, к увеличению затрат на перекачку. Поэтому при снижении пропускной способности до определенной величины, вызванной накоплением отложений, необходимо проводить *очистку нефтепровода*.

Очистка нефтепроводов от отложений — залог долгой службы всего рабочего механизма. Своевременное осуществление данной процедуры позволяет избавиться от образовавшихся загрязнений на стенках трубопровода.

Если в течении квартала не проводить очистку внутренней полости трубопровода, то пропускная способность уменьшится на 2%, следовательно уменьшится эффективность работы.

По этому целесообразно проводить очистку нефтепровода от отложений для повышения пропускной способности.

6.1 Эффективность использования основных фондов

Для оценки уровня использования основных производственных фондов применяется система показателей.

I. Обобщающие показатели использования ОС:

1. Фондоотдача — показатель выпуска продукции, приходящейся на один рубль среднегодовой стоимости основных производственных фондов:

$$F_o = \frac{ТП}{F_{c.r}}, \quad (6.1)$$

где F_o — фондоотдача;

$ТП$ — объем товарной продукции, руб.;

$F_{c.r}$ — среднегодовая стоимость основных фондов, руб.

2. Фондоемкость — величина, обратная фондоотдаче. Она показывает долю стоимости основных производственных фондов, приходящуюся на каждый рубль выпускаемой продукции:

$$F_e = \frac{F_{c.r}}{ТП}, \quad (6.2)$$

где F_e – фондоемкость.

Фондоотдача должна иметь тенденцию к увеличению, а фондоемкость – к снижению.

2. Фондовооруженность труда показывает стоимость ОПФ, приходящихся на одного работника:

$$F_{\text{в}} = \frac{F_{\text{с.г}}}{\text{Ч}_{\text{ППП}}}, \quad (6.3)$$

где $F_{\text{в}}$ – фондовооруженность, руб./чел.;

$\text{Ч}_{\text{ППП}}$ – среднесписочная численность ППП за год.

3. Техническая вооруженность труда ($F_{\text{в.тех}}$):

$$F_{\text{в.тех}} = \frac{F_{\text{акт}}}{\text{Ч}_{\text{ППП}}}, \quad (6.4)$$

где $F_{\text{акт}}$ – среднегодовая стоимость активной части ОПФ.

4. Рентабельность основных средств (фондорентабельность показывает долю прибыли, приходящуюся на рубль стоимости ОС:

$$R_{\text{ос}} = \frac{\Pi}{F_{\text{с.г}}} \times 100\%, \quad (6.5)$$

где Π – прибыль (балансовая или чистая).

6. Критерий эффективности использования ОПФ на предприятии ($\mathcal{E}_{\text{эф}}$).

Показывает, сколько процентов прироста производительности труда приходится на 1% прироста фондовооруженности труда:

$$\mathcal{E}_{\text{эф}} = \frac{\Delta \Pi / \Pi}{\Delta F_{\text{в}} / F_{\text{в}}}, \quad (6.6)$$

где $\Delta \Pi / \Pi$ – темп прироста производительности труда за период, %;

$\Delta F_{\text{в}} / F_{\text{в}}$ – темп прироста фондовооруженности труда за период, %.

7. Один из коэффициентов, применяемых для анализа финансовой устойчивости — коэффициент обеспеченности собственными средствами.

Он характеризует наличие собственных оборотных средств у предприятия, необходимых для его финансовой устойчивости.

Коэффициент обеспеченности собственными средствами рассчитывается по следующей формуле:

$K_{\text{осс}} = (\text{собственный капитал} + \text{внеоборотные активы}) / (\text{оборотные активы})$.

Структура баланса предприятия признается неудовлетворительной, а предприятие — неплатежеспособным, если коэффициент обеспеченности собственными средствами на конец отчетного периода имеет значение менее 0,1 (10%) (этот норматив установлен распоряжением Федерального управления по делам о несостоятельности (банкротстве) от 12.09.94 № 56-р).

1. Фондоотдача:

Объём товарной продукции: 15 000 000 руб.

Среднегодовая стоимость основных фондов: 3 000 000 руб.

Фондоотдача: $15\,000\,000 / 3\,000\,000 \text{ руб.} = 5 \text{ руб.}$

2. Фондоёмкость:

Величина обратная фондоотдаче - $3\,000\,000 / 15\,000\,000 = 0,2 \text{ руб.}$

3. Фондовооруженность:

Среднесписочная численность работников за год - 80 чел.

Фондовооруженность: $3\,000\,000 \text{ руб.} / 80 \text{ чел.} = 37\,500 \text{ руб./чел.}$

4. Техническая вооруженность труда:

Среднегодовая стоимость активной части основных производственных фондов: 1 250 000 руб.

Техническая вооруженность труда: $1\,250\,000 \text{ руб.} / 80 \text{ чел.} = 15\,625 \text{ руб.чел.}$

5. Рентабельность основных средств:

Прибыль предприятия: 2 000 000 руб.

Рентабельность: $2\,000\,000 \text{ руб.} / 3\,000\,000 \text{ руб.} = 0,67 \text{ руб.}$

6. Критерий эффективности использования ОПФ на предприятии :

Темп прироста производительности труда за год: 15 %,

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Темп прироста фондовооруженности труда за период: 12 %,

Критерий: 15 %/12 % = 1,25.

7. Обеспеченность собственными активами .

Собственный капитал - 300 000 руб.

Внеоборотные активы - 150 000 руб.

Оборотные активы - 900 000 руб.

$K_{\text{осс}} = (300\,000 + 150\,000) / 900\,000 \text{ руб.} = 0,5.$

II. Движение основных средств характеризуется следующими показателями:

1. Коэффициент поступления (ввода) $K_{\text{вв}}$:

$$K_{\text{вв}} = \frac{\text{Стоимость вновь поступивших ОС}}{\text{Стоимость ОС на конец периода}} ,$$

2. Коэффициент обновления $K_{\text{об}}$:

$$K_{\text{об}} = \frac{\text{Стоимость новых ОС}}{\text{Стоимость ОС на конец периода}} ,$$

Этот показатель характеризует степень технического прогресса ОП за определенный период.

3. Коэффициент выбытия $K_{\text{выб}}$:

$$K_{\text{выб}} = \frac{\text{Стоимость выбывших ОС}}{\text{Стоимость ОС на начало периода}} .$$

4. Коэффициент ликвидации $K_{\text{л}}$:

$$K_{\text{л}} = \frac{\text{Стоимость ликвидированных ОС}}{\text{Стоимость ОС на начало периода}} .$$

5. Коэффициент прироста $K_{\text{пр}}$:

$$K_{\text{пр}} = \frac{\text{Стоимость вводных ОС} - \text{Стоимость выбывших ОС}}{\text{Стоимость ОС на конец периода}} .$$

6. Коэффициент замены $K_{\text{зам}}$:

$$K_{\text{зам}} = \frac{\text{Стоимость выбывших в результате износа ОС}}{\text{Стоимость вновь поступивших ОС}} .$$

7. Коэффициент расширения парка машин и оборудования $K_{\text{расш}}$:

$$K_{\text{расш}} = 1 - K_{\text{зам}}.$$

Коэффициент поступления ($K_{\text{вв}}$):

Стоимость вновь поступивших ОС: 600 000 руб.

Стоимость ОС на конец периода: 3 300 000 руб.

$$K_{\text{вв}} = 600\,000 / 3\,300\,000 = 0,18$$

Коэффициент обновления ($K_{\text{об}}$):

Стоимость новых ОС: 800 000 руб.

$$K_{\text{об}} = 800\,000 / 3\,300\,000 = 0,24$$

Коэффициент выбытия ($K_{\text{выб}}$):

Стоимость выбывших ОС: 300 000 руб.

Стоимость ОС на начало года: 3 000 000 руб.

$$K_{\text{выб}} = 300\,000 / 3\,000\,000 = 0,1$$

Коэффициент ликвидации ($K_{\text{л}}$):

Стоимость ликвидированных ОС: 200 000 руб.

$$K_{\text{л}} = 200\,000 / 3\,000\,000 = 0,07$$

Коэффициент прироста ($K_{\text{пр}}$):

Стоимость вводимых ОС: 340 000 руб.

$$K_{\text{пр}} = (340\,000 - 300\,000) / 3\,300\,000 = 0,012$$

Коэффициент замены ($K_{\text{зам}}$):

Стоимость выбывших в результате износа ОС: 180 000 руб.

$$K_{\text{зам}} = 180\,000 / 600\,000 = 0,3$$

Коэффициент расширения парка машин и оборудования ($K_{\text{расш}}$):

$$K_{\text{расш}} = 1 - K_{\text{зам}} = 1 - 0,3 = 0,7$$

III. Техническое состояние ОПФ характеризуется показателями:

1. Коэффициент годности ($K_{\text{г}}$):

$$K_{\text{г}} = \frac{\text{Остаточная стоимость ОС}}{\text{Первоначальная стоимость ОС}},$$

2. Коэффициент износа ($K_{\text{и}}$):

$$K_{\text{и}} = \frac{\text{Сумма накопленной амортизации ОС}}{\text{Первоначальная стоимость ОС}},$$

$$K_{\text{г}} + K_{\text{и}} = 1.$$

Коэффициент годности ($K_{\text{г}}$):

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

Остаточная стоимость ОС: 2 500 000 руб.

Первоначальная стоимость ОС: 4 500 000 руб.

$$K_r = 2\,500\,000 / 4\,500\,000 = 0,56$$

Коэффициент износа (K_n):

Сумма накопленной амортизации ОС: 2 000 000 руб.

$$K_n = 2\,000\,000 / 4\,500\,000 = 0,44$$

$$K_r + K_n = 0,56 + 0,44 = 1$$

Таблица 6.5 Сводная таблица

Показатель	Единица измерения	Значение
1	2	3
Объем товарной продукции	Руб.	15 000 000
Среднегодовая стоимость основных фондов	Руб.	3 000 000
Среднегодовая численность работников за год	Чел.	80
Среднегодовая стоимость активной части основных производственных фондов	Руб.	1 250 000
Прибыль предприятия	Руб.	2 000 000
Темп прироста производительности труда за год	%	15
Темп прироста фондовооруженности труда за период	%	12
Собственный капитал	Руб.	300 000
Внеоборотные активы	Руб.	150 000
Оборотные активы	Руб.	900 000
Стоимость вновь поступивших ОС	Руб.	600 000
Стоимость ОС на конец периода	Руб.	3 300 000
Стоимость новых ОС	Руб.	800 000
Стоимость выбывших ОС	Руб.	300 000
Стоимость ОС на начало года	Руб.	3 000 000
Стоимость ликвидированных ОС	Руб.	200 000

Окончание таблицы 6.5

1	2	3
Стоимость вводимых ОС	Руб.	340 000
Стоимость выбывших в результате износа ОС	Руб.	180 000
Остаточная стоимость ОС	Руб.	2 500 000
Первоначальная стоимость ОС	Руб.	4 500 000
Сумма накопленной амортизации ОС	Руб.	2 000 000
Фондоотдача	Руб.	5
Фондоёмкость	Руб.	0,2
Фондовооруженность	Руб./чел.	37 500
Техническая вооруженность труда	Руб.чел.	15 625
Рентабельность основных средств	Руб.	0,67
Критерий эффективности использования ОПФ на предприятии	%	1,25
Обеспеченность собственными активами	Руб.	0,5
Коэффициент поступления (ввода)	к	0,18
Коэффициент обновления	к	0,24
Коэффициент выбытия	к	0,1
Коэффициент ликвидации	к	0,07
Коэффициент прироста	к	0,012
Коэффициент замены	к	0,3
Коэффициент расширения парка машин и оборудования	к	0,7
Коэффициент годности	к	0,56
Коэффициент износа	к	0,44

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

7.1 Производственная безопасность

Таблица 7.1 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтных работ

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003. – 74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Земляные работы; Погрузочно-разгрузочные работы; Очистные работы; Очистка поросли и кустарника.	1.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2.Превышение уровней шума; 3. Загазованность воздуха рабочей зоны 4. Повреждение в результате контакта с насекомыми. 5.Тяжесть и напряженность физического труда.	1.Поражение электрическим током; 2.Пожаро взрывоопасность. 3.Движущие машины и механизмы.	ГОСТ 12.1.010-76 ГОСТ 12.1.011-78 ГОСТ 12.1.019-79 ГОСТ 12.1.003-14 ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ 12.1.029-80

7.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Вредный производственный фактор (ВПФ) – фактор, отрицательно влияющий на работоспособность или вызывающий профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.

Источником формирования данного вредного производственного фактора могут являться плохие метеорологические условия, в результате

					Особенности эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода « [REDACTED] » через реку [REDACTED] на участке 379-383 км			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Тимошенко А.С.			Социальная ответственность	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	83	103
Консульт.						ТПУ гр. 3-Б21Т		
Зав. каф		Рудаченко А.В.						

которых возможно отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне.

Отклонение показателей микроклимата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего.

В холодный период года допустимая температура воздуха 19,1-22,0⁰С.

В теплый период года допустимая температура воздуха 21,1-27,0⁰С.

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

При отклонении показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

Таблица 7.2 - Работы на открытом воздухе приостанавливаются при погодных условиях

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха ⁰ С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

2. Превышение уровней шума.

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты. Источниками шума при проведении ремонтных работ на магистральном нефтепроводе могут стать установки для дробеструйной обработки полумуфт, а также машины для проведения земляных работ.

Длительное воздействие шумов отрицательно сказываются на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к снижению слуха.

Эквивалентный уровень шума (звука) не должен превышать 80 дБ.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

Для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты.

Коллективные средства защиты:

- борьба с шумом в самом источнике;
- борьба с шумом на пути распространения (экранирование рабочей зоны (постановкой перегородок, диафрагм), звукоизоляция).

Средства индивидуальной защиты:

- наушники; ушные вкладыши.

3. Загазованность воздуха рабочей зоны. Загазованность рабочей зоны может возникнуть либо при раскачке нефти или разгерметизации трубопровода, либо при воспламенении изоляционных материалов, произведенных на основе нефтепродуктов. При раскачке нефти, ремонте нефтепровода образуются пары нефти, которыми приходится дышать рабочему.

Для безопасности рабочего по санитарным нормам содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно допустимой концентрации (ПДК) (для нефти 0,01 % об. или 300 мг/м³) [25], при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно-допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров

нефти 2100 мг/ м³ [25].

Перед началом работ и через каждые 30 минут в приемке переносным газоанализатором СГГ-20 проверяется уровень загазованности воздушной среды.

При превышении уровня применяются принудительную вентиляцию, респираторы, противогазы.

В случае возгорания изоляционных материалов вблизи ремонтной колонны должна дежурить пожарная бригада, а рабочие, производящие работы по ремонту, должны иметь при себе средства индивидуальной защиты.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

4. *Повреждение в результате контакта с насекомыми.* В районах работ, где имеются кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.), работники должны быть оснащены соответствующими средствами защиты, а так же накомарниками.

В полевых условиях наиболее опасны укусы энцефалитного клеща. Поэтому нужно уделять особое внимание профилактике энцефалита. Основное профилактическое мероприятие – противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу. Также, при проведении ремонтов необходимо:

- иметь противоэнцефалитную одежду;
- проводить осмотр одежды и тела 3-4 раза в день.
- при заболевании энцефалитом происходит поражение центральной нервной системы.

5. *Тяжесть и напряженность физического труда.*

В связи с большой протяженностью и удаленностью нефтепровода от населенных пунктов, работникам длительное время приходится проводить в командировках, что сопровождается тяжелым и напряженным физическим трудом.

Тяжелый и напряженный физический труд может повлиять на общее самочувствие рабочего и привести к развитию различных заболеваний.

У людей, занятых тяжелым и напряженным физическим трудом, должен быть 8–ми часовой рабочий день с обеденным перерывом (13⁰⁰ – 14⁰⁰) и периодическими кратковременными перерывами, а также должна быть увеличена заработная плата и продолжительность отпуска.

7.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

1. *Поражение электрическим током.* Опасность поражения электрическим током существует при устранении выявленных дефектов трубы методом шлифовки, заварки или методом вырезки «катушки».

					Социальная ответственность	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Поражение человека электрическим током может произойти в следующих случаях:

При прикосновении человеком, неизолированного от земли, к нетоковедущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением из-за замыкания на корпусе;

При однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Защита от электрического тока делится на два типа: коллективная, индивидуальная.

С целью предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током широко используются плакаты и знаки безопасности.

Мероприятия по созданию безопасных условий:

- инструктаж персонала;
- аттестация оборудования;
- заземление;
- устройство защитного отключения.

2. *Пожаровзрывоопасность.* Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при проведении подготовительных и основных работ. Опасность возгорания или взрыва высока вследствие работы с горючими веществами.

Пожары на магистральных трубопроводах происходят после разгерметизации и могут приводить к существенным экологическим и экономическим потерям.

Основными причинами пожаров на трубопроводах являются:

- причины электрического характера.
- разряд зарядов статического электричества.
- применение открытого огня.
- поджог.

Для устранения причин возникновения пожаров рекомендуется:

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	докум.	Подпись	Дата		

- регулярно контролировать сопротивление изоляции электрифицированного оборудования и приборов;
- принимать меры от механических повреждений электропроводки;
- сечение проводов должно соответствовать установленной мощности;
- уменьшение генерации электрических зарядов путём подбора не электризующих или слабо электризующих конструкционных материалов;
- устранение зарядов статического электричества (с помощью заземления оборудования);
- контроль загазованности воздушной среды переносными газоанализаторами.

Меры безопасности при производстве работ:

огнетушители порошковые (ОП-50);

проведение газоанализа.

3. *Движущие машины и механизмы.* В полевых условиях при ремонте трубопровода возможность получения механических травм очень велика. Повреждения могут быть разной тяжести вплоть до летального исхода, так как работа ведется с объектами большого веса. Для предотвращения повреждений необходимо соблюдать технику безопасности.

Организационные и технические меры по обеспечению безопасности, осуществляемые при подготовке объекта к проведению работ, применяемые средства коллективной и индивидуальной защиты, режим проведения работ, а так же по оборудованию мест отдыха, приема пищи и санитарно – гигиенических норм.

7.2 Экологическая безопасность

В настоящее время большинство объектов нефтегазового профиля эксплуатируются более 20 – 25 лет и являются загрязнителями окружающей среды.

Окружающей природной средой является вся совокупность природных элементов и их компонентов в зоне полосы работ по эксплуатации подводного

					Социальная ответственность	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

перехода и прилегающих к ней территорий. Целью охраны окружающей среды является исключение или максимальное ограничение вредных воздействий ремонта, рациональное использование природных ресурсов, их воспроизводство.

В подземные и поверхностные воды нефть попадает с нефтесодержащими сточными водами, при вымывании их с поверхности земли, в результате аварий и эксплуатации нефтетранспортных средств и систем. Загрязнение воды нефтью затрудняет все виды водопользования. Исследования показывают, что 1 г нефти портит 100 литров воды.

В соответствии с ГОСТ 17.1.1.01 – 77 [29] под предельно – допустимым сбросом (ПДС) веществ в водный объект принимается масса вещества в сточных водах, максимально допустимая к отведению с установленным режимом в данном пункте водного объекта в единицу времени, с целью обеспечения норм качества воды в контрольном створе. $[ПДС = C_{ПДС} \cdot q]$ [29].

Величины ПДС служат основой для реализации контроля за соблюдением установленных режимов сброса и качества вод в водные объекты и являются основными целевыми показателями для разработки планов и программы водоохранных комплексов.

При попадании нефти в водоемы, необходимо ликвидировать ее дальнейшее распространение с помощью боновых заграждений и удалить нефтесборщиками. Собранную нефть размещают в специальных сборных резервуарах для последующей утилизации, исключаяющей вторичное загрязнение производственных объектов и объектов окружающей среды. Тонкие слои нефти, оставшиеся на поверхности воды после сбора нефтесборщиками, нефть, оставшаяся в лагунах, рукавах, заливах, убирается сорбентами. Остаточные нефтяные загрязнения, нефть, оставшаяся на плесах, берегах, между растительностью, смываются водой, собираются на поверхности воды между берегом и боновыми заграждениями, затем убирается с помощью сорбентов, которые наносятся на водную поверхность и

после пропитывания остаточной нефтью собираются и вывозятся на специальные полигоны, где утилизируются или сжигаются.

Нефть, разлившаяся на поверхности льда, должна быть собрана механическим или ручным способом и вывезена в котлованы или ближайшую НПС. Нефть, попавшая под лед, должна быть собрана нефтесборщиками и вывезена для дальнейшей утилизации.

Загрязнение грунтовой среды происходит с момента возникновения утечки до ее устранения. Разлившуюся нефть отводят в естественные понижения местности, защитные амбары, траншеи или сооружают земляные дамбы. Это выполняют наряду с основными работами по ликвидации аварии. В случаях, когда работы по ликвидации аварий выполняются со значительным опозданием, глубина загрязнения в результате инфильтрации нефти существенно возрастает, что вызывает соответственно увеличение объема и стоимости рекультивации.

Рекультивация земель – это комплекс работ, направленный на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности нарушенных и загрязненных земель, а также на улучшение условий окружающей среды. Рекультивация проводится с учетом местных природно-климатических условий, степени повреждения и загрязнения ландшафта, назначения участка грунта и требований нормативной документации РД «Инструкция по рекультивации земель, нарушенных и загрязненных при аварийном и капитальном ремонте МН».

Технический этап предусматривает планировку, формирование откосов, снятие и нанесение плодородного слоя почвы, устройство гидротехнических и мелиоративных сооружений, а также проведение других работ, создающих необходимые условия для дальнейшего использования рекультивированных земель по целевому назначению или для проведения мероприятий по восстановлению плодородия почв (биологический этап).

					Социальная ответственность	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Биологический этап включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по посеву и уходу за посевами. Сроки технического этапа рекультивации представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 - Сроки технического этапа рекультивации

Время загрязнения в текущем году	Окончание технического этапа
Зима	Первая весна через осень после загрязнения
Весна	Весна следующего года
Лето	Весна следующего года
Осень	Первая весна через осень после загрязнения

На техническом этапе происходит выветривание нефти, испарение и частичное разрушение легких фракций, фотоокисление нефтяных компонентов на поверхности почвы, восстановление микробиологических сообществ, развитие нефтеокисляющих микроорганизмов, частичное восстановление сообщества почвенных животных.

Биологический этап включает две стадии – пробный посев трав и фитомелиоративный с внесением минеральных удобрений и посевом устойчивых к загрязнению многолетних трав.

Основные мероприятия по снижению воздействия на земельные угодья в период эксплуатации является повышение надежности работы

7.3 Воздействие на состояние поверхностных и подземных вод

В период эксплуатации система трубопроводного транспорта нефти герметична и не оказывает негативного воздействия на поверхностные и подземные воды [30].

При выполнении работ по эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода негативное воздействие на поверхностные и подземные воды может произойти при выполнении следующих работ:

- земляные работы на пойме и в русле реки;
- нарушение поверхностного стока при передвижении строительной техники в зоне производства работ;
- заправка техники.

При передвижении строительной техники и выполнении земляных работ произойдет нарушение рельефа и, как следствие, может быть нарушен естественный сток.

Негативное воздействие на водную среду может произойти при загрязнении зоны работ производственными и бытовыми отходами.

При заправке техники загрязнение водной среды может произойти при устройстве площадки заправки без твердого покрытия, при хранении горюче-смазочных материалов (ГСМ) на площадке, эксплуатации неисправной техники и в случае непредвиденного пролива ГСМ.

7.4 Водоохранная зона

Минимальный размер водоохранной зоны водотока принят равным 300 м, минимальный размер прибрежной защитной полосы – 50 м.

В водоохранной зоне запрещается:

- проведение авиационно-химических работ;
- применение химических средств борьбы с лесорастительностью;
- размещение складов горюче-смазочных материалов, мест захоронения и складирования мусора и отходов производства;
- заправка топливом, мойка и ремонт автомобилей и других машин и механизмов;
- размещение стоянок транспортных средств;
- проведение рубок главного пользования;
- проведение без согласования с бассейновыми и другими территориальными органами управления использованием и охраной водного фонда Министерства природных ресурсов Российской Федерации строительства и реконструкции зданий, сооружений, коммуникаций и других объектов, а также работ по добыче полезных ископаемых, землеройных и других работ.

В прибрежной защитной полосе в дополнение к ограничениям, относящимся к водоохраным зонам рек, запрещается:

- палаточных городков;

					Социальная ответственность	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- движение распашка земель;
- производственное строительство;
- расширение существующих и строительство новых объектов;
- установка автомобилей и тракторов, кроме автотранспорта специального назначения.

В связи с необходимостью выполнения реконструкции магистрального нефтепровода и невозможностью выполнения этих работ вручную (без использования технических средств), выполняющие работы машины и механизмы можно считать техникой специального назначения и нахождение их в прибрежной полосе не запрещено.

Размещение техники, машин и механизмов, выполняющих строительные работы в водоохранной зоне, согласуется с территориальными природоохранными органами.

После окончания работ предусмотрена планировка полосы отвода земель для восстановления направления естественного стока поверхностных вод.

7.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например:

- паводковые наводнения;
- лесные пожары;
- террористические акты;
- по причинам техногенного характера (аварии) и др.

Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям.

Возможными причинами аварий могут быть:

- анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности ошибочные действия персонала при производстве работ;
- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;

					Социальная ответственность	Лист
						9387
Изм.	Лист	№ докум. №	Подпись	Дата		

- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;

- старение оборудования (моральный или физический износ);

- коррозия оборудования;

- гидравлический удар;

- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).

Одними из примеров чрезвычайных ситуаций могут быть пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных местах при капитальном ремонте магистрального нефтепровода. Данные пожары и взрывы относятся к чрезвычайным ситуациям техногенного характера.

При взрыве паро – и газовоздушной смеси выделяют зону детонационной волны с радиусом (R_1), где происходит полное разрушение, и зону ударной волны, в которой происходят те или иные разрушения.

Радиус зоны детонационной волны определяется по формуле:

$$R_1 = 18,5 \cdot \sqrt[3]{Q(м)}, \quad (8.1)$$

где Q – количество газа, пара в тоннах.

Радиус зоны смертельного поражения людей определяется по формуле:

$$R_{спл} = 30 \cdot \sqrt[3]{Q(м)} \quad (8.2)$$

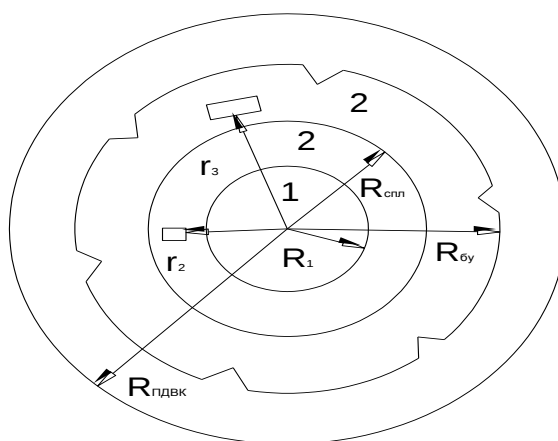


Рис.7.1. Зона воздействия при взрыве паровоздушной смеси

1 – Зона детонационной волны;

2 – Зона ударной волны;

R_1 – радиус зоны детонационной волны (м);

$R_{спл}$ – радиус зоны смертельного поражения людей;

$R_{бу}$ – радиус безопасного удаления, $\Delta P_{\phi} = 5$ (кПа);

$R_{пдвк}$ – радиус предельно допустимой взрывобезопасной концентрации;

r_2 и r_3 – расстояния от центра взрыва до элемента предприятия в зоне ударной волны.

Заключение

В выпускной квалификационной работе рассмотрены методы строительства подводных переходов магистральных нефтепроводов. Рассмотрено техническое обслуживание подводного перехода магистрального нефтепровода через реку [REDACTED], обслуживание запорной арматуры.

Проведены расчеты по определению толщины стенки трубопровода подводного перехода через реку при изменяющейся ширине от 106 до 115 м. получена толщина стенки трубопровода 14 мм.

При этом:

продольное осевое напряжение от расчётных нагрузок и воздействий

$$\sigma_{np.N} = -69,64 \text{ МПа};$$

кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления $\sigma_{кц} = 130,37 \text{ МПа}$;

интенсивность деформаций трубопровода от интенсивности составила

$$\varepsilon_i = 0,00126;$$

переменный параметр упругости (модуль Юнга) $E = 107572$;

переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона) $\mu = 0,4$;

Условие прочности и отсутствие недопустимых пластических деформаций выполняется.

Проведены экономические расчеты по определению общей суммы затрат предприятия на пропуск очистного устройства внутренней полости нефтепровода, которые составили 3388440 рублей в год.

В работе показана эффективность использования основных фондов предприятия при проведении указанного вида работ по обслуживанию ПП.

					Особенности эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода « [REDACTED] » через реку [REDACTED] на			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	участке 379-383 км			
Разраб.		Тимошенко А.С.			Заключение	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	96	103
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. каф		Рудаченко А.В.						

Список литературы

1. Чухарева Н.В., Рудаченко А.В., Ревазов А.М., Соколов И.В. Предотвращение аварийных разливов при порывах нефтепромысловых трубопроводов на подводных переходах в пойменной зоне// Нефтегазовое дело. – 2014. – Т12 - №1. – С.103-108.
2. Гумеров А.Г., Азметов Х.А., Гумеров Р.С., Векштейн М.Г. Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов.
3. ОР-75.200.00-КТН-088-12 Порядок технической эксплуатации переходов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через водные преграды и малые водотоки.
4. СНиП 2.05.06 – 85 Переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия.
5. Вайншток С.М. Учеб. для вузов: В 2 т. – 2-е сред. изд. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – Т.2 – С. 195.
6. Крец В.Г., Шадрина А.В, Антропова Н.А. Учебное пособие: Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ. Изд. Томский политехнический университет, 2012 – С. 301.
7. Калмацкий М. статья «Все дальше за полярный круг»// Трубопроводный транспорт нефти №7 – 2014 – С. 13-15.
8. Суворова Е статья «Переход через Лену: домыслы и факты»// Трубопроводный транспорт нефти №3 – 2009 – С. 10-12.
9. Wilson N., Taylor F. The Building of Trans Mountain, Canada's First Oil Pipeline Akross the Rockies. Vancouver, 1954.
- 10.А. К. Картунов. Газовая магистраль Канады. - М.: Государственное научно – техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы,1960.

					Особенности эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода « [REDACTED] » через реку [REDACTED] на участке 379-383 км		
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата			
Разраб.		Тимошенко А.С.			Список литературы	Литера	Лист
Руковод.		Герасимов А.В				ДР	97
Консульт.							Листов
Зав. каф		Рудаченко А.В.					103
						ТПУ гр. 3-2Б21Т	

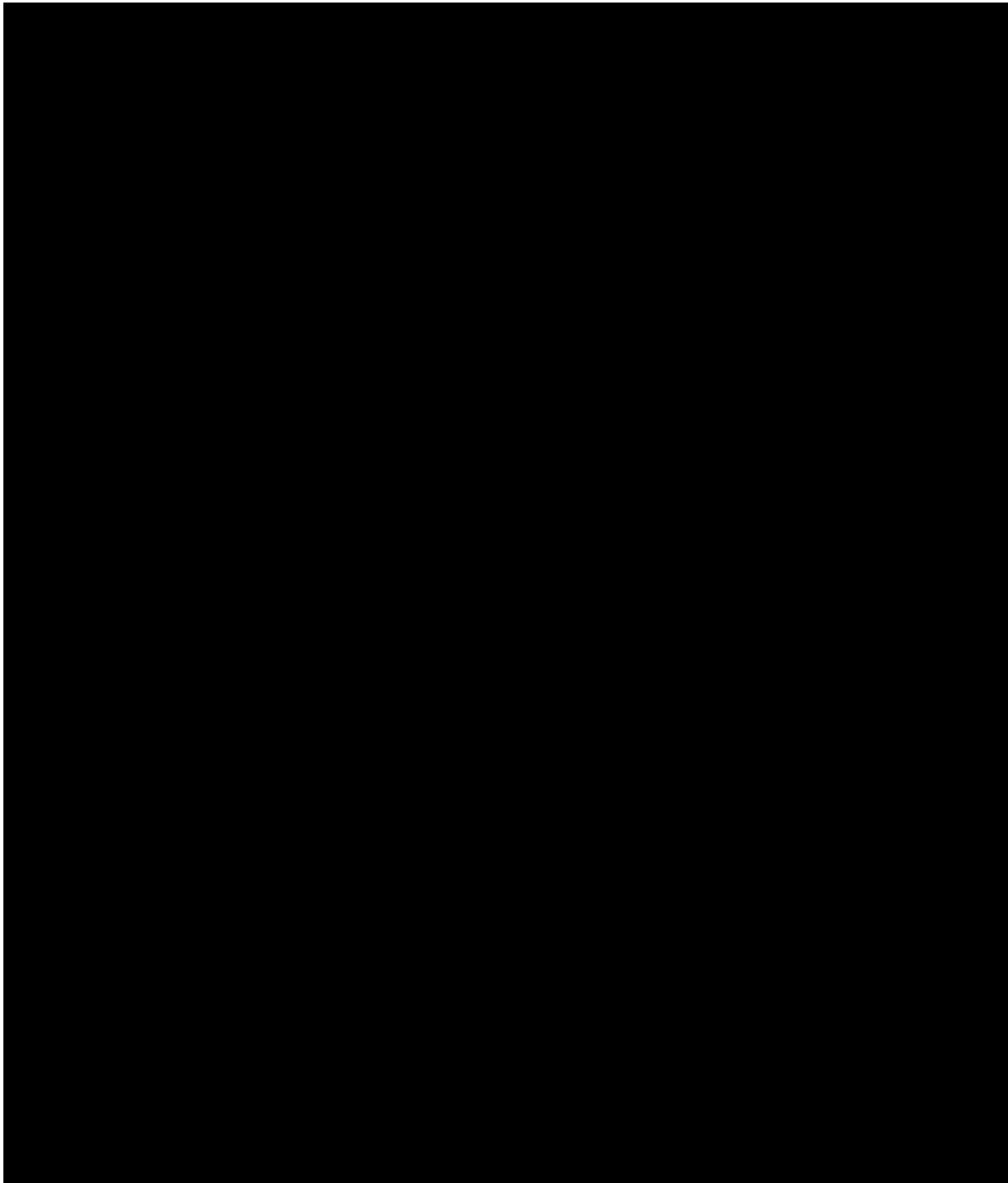
- 11.Кретов П. статья «Нефтепроводы из Альберты»// Трубопроводный транспорт нефти №6 – 2008 – С. 46-48.
- 12.Дзарданов О.В. Повышение эффективности сооружения подводных переходов и эксплуатации магистральных
- 13.ОР – 03.100.50 – КТН – 221 – 10 «Паспорт на линейную часть МН».
- 14.СНиП 23.01 – 99* Строительная климатология.
- 15.. СНиП 2.01.07-85* Нагрузки и воздействия
- 16.РД 08.00-60.30.00-КТН-016-1-05 Руководство по техническому обслуживанию и ремонту оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций.
- 17.ИОТВ-12-2015 Инструкция по охране труда при обслуживании шиберных задвижек.
- 18.ИОТВ-32-2015 Инструкция по охране труда при обслуживании клиновых задвижек.
- 19.ИОТВ-74-2015 Инструкция по охране труда при обслуживании КПП СОД.
- 20.ИОТП-82-2015 Инструкция обходчика линейного.
- 21.СНиП 2.05.06- 85* Магистральные трубопроводы.
- 22.СНиП 3 – 42 – 80 Магистральные трубопроводы.
- 23.ГОСТ 51164 – 98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
- 24.ВСН 010 – 88 Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы.
- 25.ИОТВ-37-2015 Инструкция по охране труда при ликвидации аварий и повреждений на объектах магистральных нефтепроводов
- 26.РД 153-39.4-114-01 Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.
- 27.РД 153-39.4-056-00 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.

					Список литературы	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 28.ОР -13.01-60.30.00-КТН-002-3-02 Регламент технической эксплуатации переходов магистральных нефтепроводов через водные преграды.
- 29.ГОСТ 17.1.1.01 – 77 Охрана природы. Гидросфера.
- 30.ПОТР 0-112-001-95 Правила по охране труда при эксплуатации нефтебаз и автозаправочных станций.

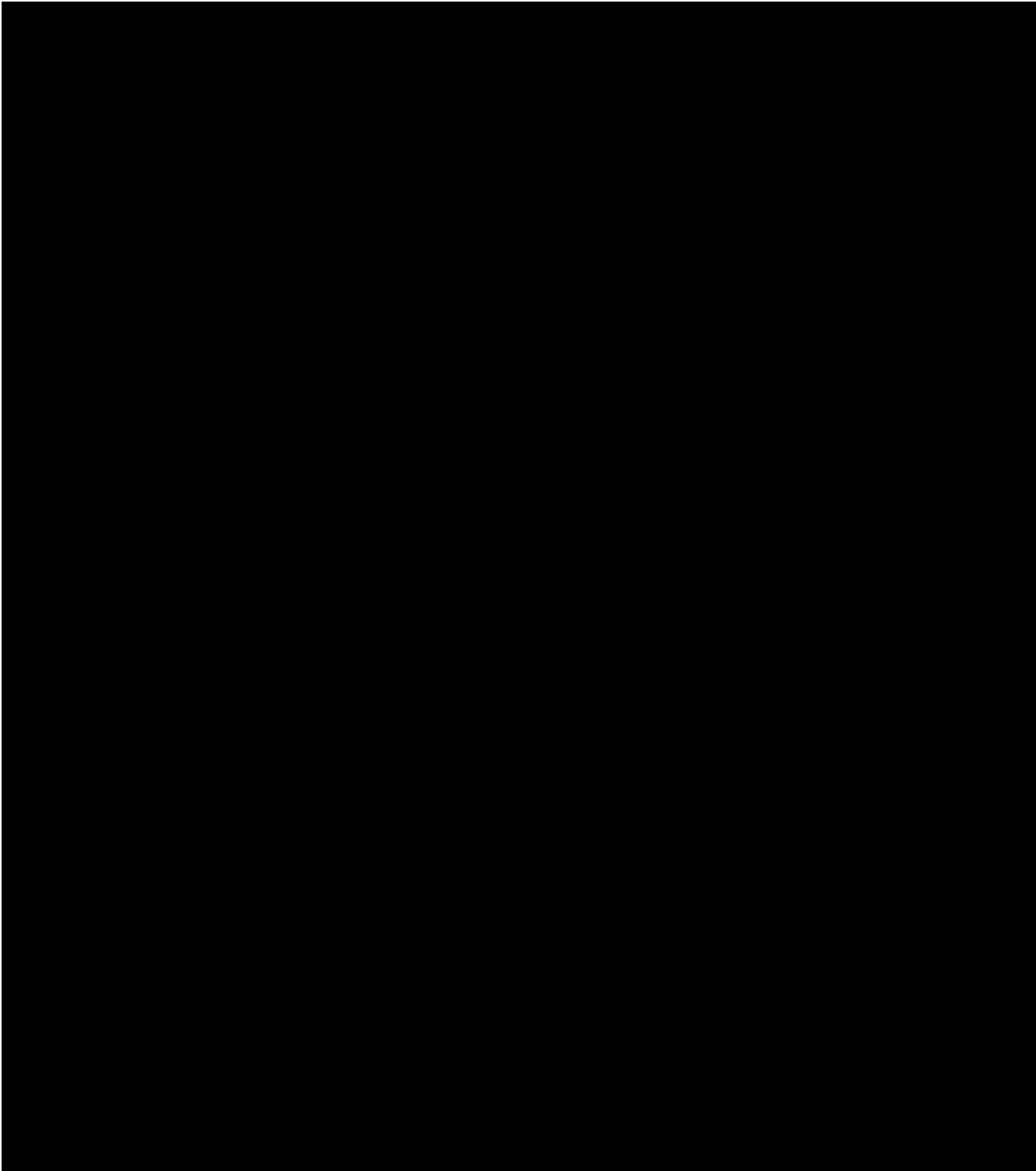
					Список литературы	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение А



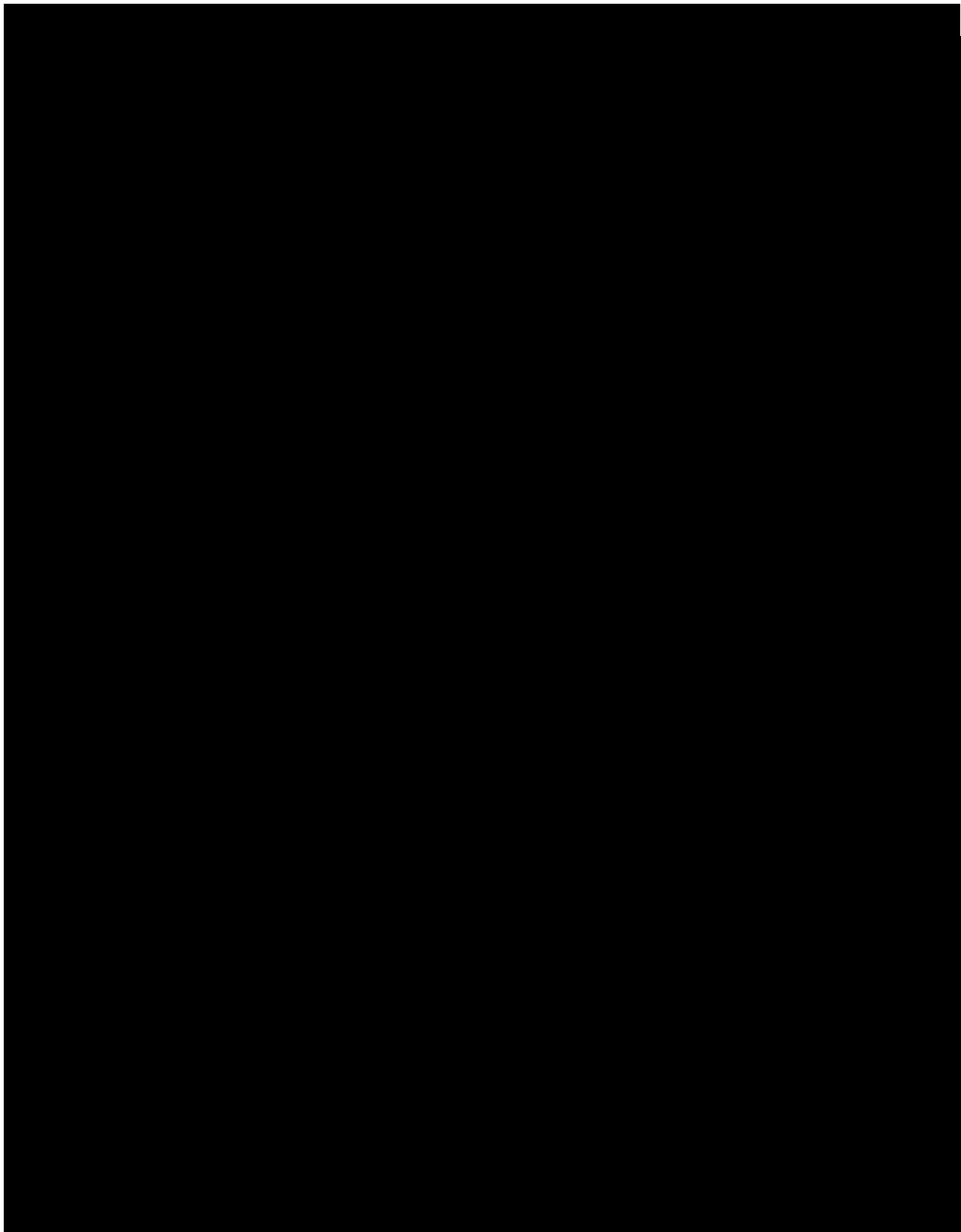
					Особенности эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода « [REDACTED] » через реку [REDACTED] на участке 379-383 км			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Тимошенко А.С.			Приложение А	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В				ДР	100	103
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. каф		Рудаченко А.В.						

Приложение В



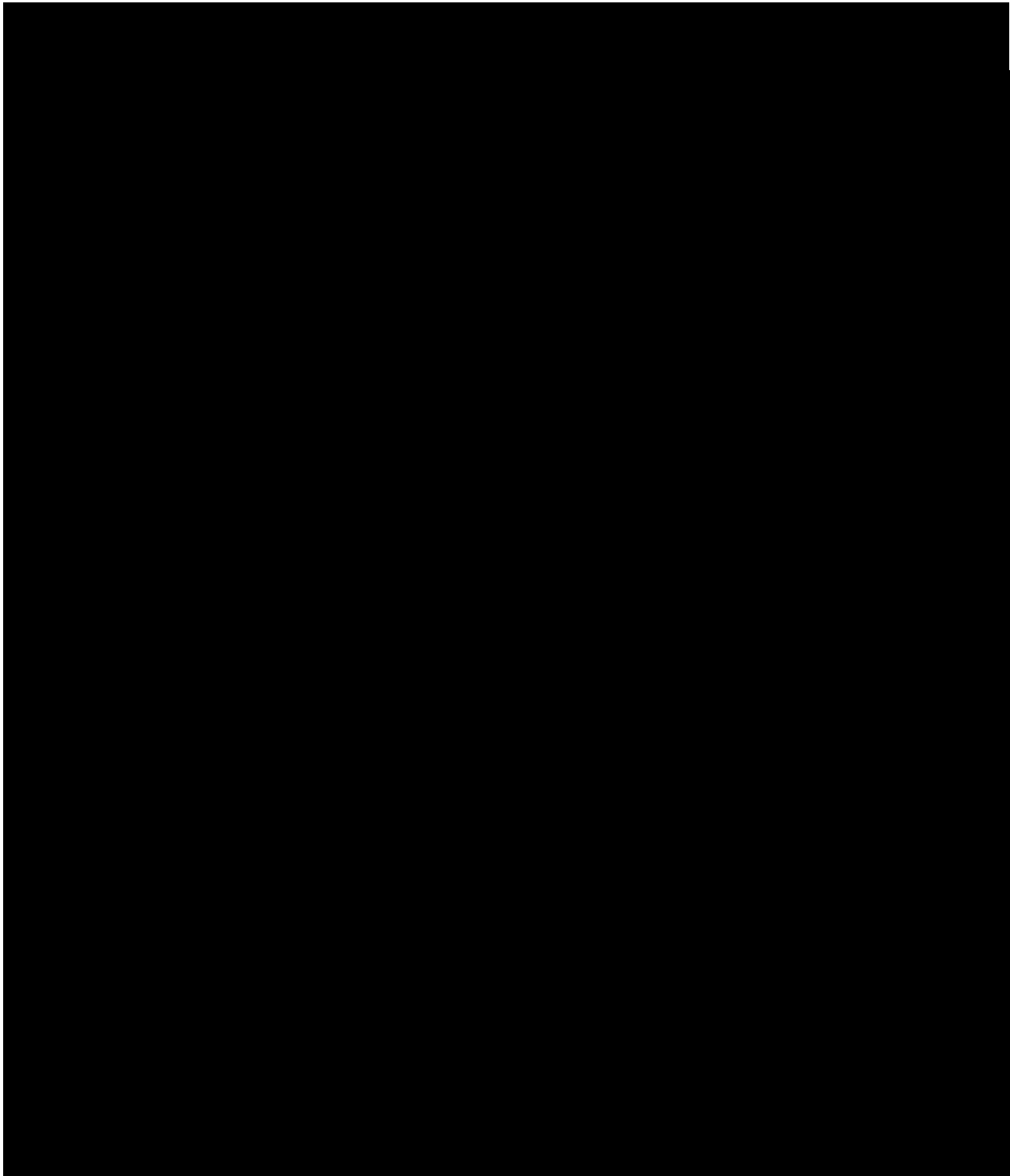
					Особенности эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода « XXXXXXXXXX » через реку XXXXXX на участке 379-383 км			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Тимошенко А.С.			Приложение В	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	101	103
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. каф		Рудаченко А.В.						

Приложение С



					Особенности эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода « [REDACTED] » через реку [REDACTED] на участке 379-383 км		
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата			
Разраб.		Тимошенко А.С.			Приложение С		
Руковод.		Герасимов А.В.					
Консульт.							
Зав. каф		Рудаченко А.В.					
					ТПУ гр. 3-2Б21Т		

Приложение D



					Особенности эксплуатации подводного перехода магистрального нефтепровода « [REDACTED] » через реку [REDACTED] на участке 379-383 км			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Тимошенко А.С.			Приложение D	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В				ДР	103	103
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. каф		Рудаченко А.В.						