

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технология проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Шуделька магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро – Судженск»

УДК 622.692.4.053.074(204.1)-049.32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6А	Колесников П.В.		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Саруев А.Л.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Е.И.	к.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев М.В.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат освоения ООП (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС ВО, критериев АИОР и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
<i>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</i>		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат освоения ООП (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС ВО, критериев АИОР и/или заинтересованных сторон</i>
Р7	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ОПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
Р8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
Р9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.055 "Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов".</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____ Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту

Группа	ФИО
3-2Б6А	Колесникову Петру Владимировичу

Тема работы

«Технология проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Шуделька магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро – Судженск»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 36-77/С от 05.02.2021 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Техническое задание 1

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,</i>	«Технология проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Шуделька магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро – Судженск» Этот процесс пожароопасный и оказывающий вредное влияние на окружающую среду. Поэтому рассматривается качественный подбор оборудования обеспечивающий эксплуатационную надёжность трубопроводных систем при минимальных затратах.
--	--

<i>влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	
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>	Цели и задачи: «Технология проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Шуделька магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро – Судженск» Аналитический обзор по литературным источникам; анализ методов обеспечения надежности; проверка на прочность и устойчивость напорного нефтепровода; составление модели надежности; программы надежности; социальная ответственность; экономическая обоснованность.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Графические материалы оформлены в виде презентации Microsoft PowerPoint
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Клемашева Елена Игоревна
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	05.02.2021 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Саруев А.Л.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6А	Колесников П.В.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6А	Парфенов Павел Васильевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1 Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<i>Бюджет проекта – не более 430000 руб., в т.ч. затраты по оплате труда – не более 191000 руб.</i>
2 Нормы и нормативы расходования ресурсов	<i>Приказ Минфина России от 30.03.2001 №26н (ред. от 16.05.2016) «Об утверждении Положения по бухгалтерскому учету «Учет основных средств» ПБУ 6/01 (Зарегистрировано в Минюсте России 28.04.2001 № 2689)</i>
3 Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	<i>Тарифы страховых взносов: Итого: 30,9%</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1 Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Шуделька магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро – Судженск»</i>
2 Планирование и формирование бюджета научных исследований	<i>Технология проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Шуделька магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро – Судженск»</i>
3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	<i>Определение экономической эффективности от капитального ремонта подводного перехода через р.Шуделька магистрального нефтепровода</i>
Перечень графического материала:	
<i>Карта сегментирования</i>	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	05.02.2021 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	канд.экон.наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6А	Колесников Петр Владимирович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6А	Колесников Петр Владимирович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Технология проведения капитального ремонта подводного перехода через р.Шуделька магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро – Судженск»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p><i>Объектом исследования является (Технология проведения капитального ремонта подводного перехода через реку Шуделька)</i></p> <p><i>Область применения: (Строительство нефтепровода. Обеспечение эксплуатационной надежности трубопроводных систем при минимальных затратах, минимизации потерь продукта в процессе его транспортировки)</i></p>
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<p><i>РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»;</i> <i>ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы».</i> <i>ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности».</i> <i>ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность».</i> <i>ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность».</i></p> <p><i>Рабочее место расположено на открытом воздухе. Напорный нефтепровод компании ПАО Транснефть расположен в Анжеро-Судженске. При строительстве нефтепровода, могут возникать различные чрезвычайные ситуации. В связи с этим имеет место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.</i></p> <p><i>Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу)</i></p> <p><i>Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.</i></p>
2. Производственная безопасность:	<p><i>2.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</i> <i>– действие фактора на организм человека;</i> <i>– приведение допустимых норм с необходимой</i>

	<p><i>размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) <p><i>Вредные факторы:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. <i>Превышение уровня шума</i> 2. <i>Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу</i> 3. <i>Климатические условия</i> 4. <i>Недостаток естественного света</i> <p><i>2.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>механические опасности (источники, средства защиты);</i> – <i>термические опасности (источники, средства защиты);</i> – <i>электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</i> – <i>пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</i> <p><i>Опасные факторы</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. <i>Механические травмы при основных видах работ</i> 2. <i>Взрывоопасность</i> 3. <i>Пожароопасность</i>
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p><i>3. Экологическая безопасность окружающей среды:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>защита селитебной зоны</i> – <i>анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</i> – <i>анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</i> – <i>анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</i> – <i>разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</i> <p><i>При обслуживании напорного нефтепровода воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения.</i></p> <p><i>Обслуживание трубопровода сопровождается:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>загрязнением атмосферного воздуха;</i> – <i>нарушением гидрогеологического режима;</i> – <i>загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод;</i> – <i>повреждением почвенно-растительного покрова;</i> – <i>изъятием земель;</i>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p><i>4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>перечень возможных ЧС на объекте;</i> – <i>выбор наиболее типичной ЧС;</i> – <i>разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</i> – <i>разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</i>

	<p>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</p> <p><i>Чрезвычайные ситуации на напорном нефтепроводе могут возникнуть в результате повреждения нефтепровода механически или вследствие коррозии.</i></p>
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	05.02.2021 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6А	Колесников Петр Владимирович		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения бакалаврской работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:		01.06.2021 г.
Дата контроля	Название раздела (модуля) /вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
09.02.2021 г.	Получение задания	10
23.02.2021 г.	Выбор технологии проведения капитального ремонта	15
12.03.2021 г.	Строительство нефтепровода	15
27.03.2021 г.	Расчетная часть	10
15.04.2021 г.	Финансовый менеджмент	10
25.04.2021 г.	Социальная ответственность	10
29.04.2021 г.	Заключение	10
11.05.2021 г.	Презентация	20
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Саруев А.Л.	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 130 с., 15 рис., 27 табл., 39 источников.

Ключевые слова: напорный нефтепровод, эксплуатационная надежность, расчет, модель надежности, программа надежности, охрана труда.

Объектом исследования является напорный нефтепровод.

Цель работы – выбор оборудования и технологической оснастки при строительстве нефтепровода в условиях болот и заболоченности.

В процессе исследования проводились расчет на прочность и устойчивость, строительство нефтепровода ПСП «Конданефть» - ЛПДС «Демьянское». Рассмотрены вопросы разработки программ надежности. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности строительства, охране окружающей среды, технико-экономическая часть.

В результате исследования была построен нефтепровод и спрогнозирована эксплуатационная надежность в будущем. На основании полученных результатов было выявлено, что требуется составление программ надежности для увеличения эксплуатационной надежности.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: описаны методы строительства нефтепровода, модель надежности для напорного нефтепровода, возможные варианты повышения надежности для напорных нефтепроводов.

Область применения: для напорных нефтепроводах АО НК «Конданефть»

Экономическая эффективность/значимость работы позволит построить нефтепровод и повысить эксплуатационную надежность, что в свою очередь приведет к меньшим потерям при транспортировки нефтепродукта.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе приведены термины с соответствующими определениями:

авария: Событие, заключающееся в переходе системы из одного уровня эффективности функции на другой, более низкий

надежность: Свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, транспортирования и хранения.

безотказность: Свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени.

вероятность безотказной работы: Вероятность того, что в пределах заданной наработки отказ объекта не возникнет.

интенсивность отказов: Условная плотность вероятности возникновения отказа объекта, определяемая при условии, что до рассматриваемого момента времени отказ не возник.

CAPEX: Капитал, используемый компанией для приобретения или модернизации физических активов (жилой и промышленной недвижимости, оборудования, технологий).

ОРЕХ: Повседневные затраты компании для ведения бизнеса, производства товаров и услуг.

Оглавление

Введение.....	15
Обзор литературы.....	17
1 Технологическая часть, подготовка строительной полосы.....	36
1.2 Осушение полосы строительства.....	37
1.3 Планировка строительной полосы.....	43
1.4 Строительство временных дорог.....	39
1.5 Земляные работы на болотах и обводненных участках трассы.....	44
1.6 Машины для разработки траншей на заболоченных и обводненных участках трассы.....	47
1.7 Канатно скреперные установки.....	47
1.8 Экскаваторы с сильно развитой опорной поверхностью.....	52
1.9 Изоляция и укладка трубопровода в условиях болот.....	60
1.10 Технологическая последовательность укладки трубопровода в условиях болот.....	65
1.11 Балластировка и закрепление трубопроводов.....	66
1.12 Закрепление трубопровода выстреливаемыми анкерами.....	71
1.13 Засыпка траншеи в условиях болот.....	74
2 Расчетная часть.....	75
2.2 Расчет подземного трубопровода.....	77
2.3 Проверка прочности и деформаций.....	78
2.4 Проверка общей устойчивости подземного трубопровода.....	80
2.5 Расчет перехода через естественное препятствие.....	82
2.6 Проверка устойчивости трубопровода против всплытия.....	91
2.7 Определение параметров балластировки.....	94
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	96
3.1 Потенциальные потребители результатов реализации проекта.....	96
3.2 Анализ конкурентных технических решений.....	97
3.3 Подбор основного оборудования для прокладки напорного нефтепровода.....	98
3.4 Затраты на амортизационные отчисления и прочие расходы.....	100
3.5 Подбор вспомогательной спецтехники.....	100
3.6 Расчет объемов и стоимости материалов, необходимых для строительства напорного нефтепровода.....	103
3.7 Затраты на оплату труда.....	105
3.8 Линейный календарный график выполнения работ.....	107

3.9 Затраты на страховые взносы.....	109
3.10 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	111
3.11 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	112
4 Социальная ответственность.....	114
4.1 Производственная безопасность	114
4.2 Экологическая безопасность.....	121
4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	122
4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	124
Заключение.....	126
Список литературы.....	127

Введение

Современные экономические условия поставили ряд проблем отрасли строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности: ускорение темпов, ликвидация сезонности и повышение качества трубопроводного строительства.

Комплексное решение этих проблем может быть выполнено на основе системного анализа и зависит прежде всего от принятия оптимальных проектных решений, принятия новых материалов и конструкций, повышения уровня механизации, разработки и внедрения более современной технологии производства работ, а также прогрессивных форм организации строительства мощных трубопроводных систем.

Строительство трубопроводов в обводненной и заболоченной местности требует дифференцированного подхода к принимаемым техническим и технологическим решениям в зависимости от природно-климатических характеристик региона, а также анализа существующих методов оценки пересекаемых трубопроводами болот.

Особое место в решении задач ускоренного строительства трубопроводов в обводненных и заболоченных местах и районах занимают вопросы обеспечения продольной устойчивости трубопроводов. Для осваиваемых нефтегазоносных районов страны характерны суровые климатические условия, значительная удаленность вооружаемых водопроводов от транспортных коммуникаций, большая обводненность и заболоченность территорий. Сооружаемые мощные трубопроводные системы транспортируют нефть и газ из заболоченных районов ХМАО - Югра в центральные и западные районы. Для различных регионов подход к решению круглогодичного строительства и к определению методов балластировки должен быть

					<i>Технология проведения пролведения капитального ремонта подводного перехода через р.Шуделька магистрального нефтепровода «Александровское — Анжеро Судженск».</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		<i>Колесников П.В.</i>			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		<i>Саруев А.Л.</i>					15	130
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б6А		
Рук-ль ООП		<i>Брусник О.В.</i>						

различным. Так, для заболоченных территорий ХМАО - Югры с суровыми климатическими условиями, проблема круглогодичного строительства может быть в основном решена организованно, а также за счет продления зимнего строительства. Территория округа характеризуется чрезвычайно высоким заболачиванием. В бассейнах Пима, Лямина, Тромъегана, Конды и на низких террасах средней и нижней Оби заболочено до 70% территории. Площадь болот ежегодно увеличивается на десятки тысяч гектар, поглощая приболотные участки тайги.

Основные показатели характера заболоченности территории ХМАО -Югра составляют:

- заболоченность территории (%) - 12-52;
- частота болот (шт/100 км) - 26-91;
- длина относительно сухих участков (км) - 5-35;
- процент относительно сухих участков (%) - 0-58.

На основе анализа данных можно сделать вывод, что наличие сухих мест (участков) на территории ХМАО-Югра очень мало, и поэтому строительство в основном ведется в зимний период. В таких условиях особое внимание необходимо уделять изоляции и балластировке трубопроводов.

Задача увеличения годовых объемов и качества ремонтных работ на слабонесущих грунтах может быть решена за счет совершенствования методов производства работ, включающих методики и алгоритмы, организацию и технологии подготовки строительного производства. Таким образом, совершенствование методов производства подготовительных работ при капитальном ремонте газопроводов в условиях слабонесущих грунтов является актуальной задачей для газовой отрасли.

Несмотря на видимую простоту конструкции, выполнить расчет подземного

					Обзор литературы	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

магистрального трубопровода на прочность, деформативность, общую устойчивость в продольном направлении и против всплытия очень сложно в силу его большой протяженности и криволинейного пространственного расположения в неоднородной грунтовой среде с переменными характеристиками. Абсолютное большинство других металлических конструкций и сооружений (колонны, фермы, плоские и пространственные рамы, арки и т.д.) имеют четко ориентированную и компактную форму или структуру, вследствие чего их напряженно-деформированного состояния (НДС) можно рассчитать строгими методами строительной механики. Для трубопроводов такие начальные условия, к сожалению, отсутствуют, что требует упрощения расчетных схем и приводит к потерям в точности расчетов.

Уже при строительстве и эксплуатации первых ниток нефтепроводов на болотах и обводненных грунтах появилось большое количество участков непроектного положения трубы в виде ее выпучивания, выхода, перемещения на поверхность. Данные участки стали называть, в основном, плавающими и арками выброса. Все эти случаи непроектного положения относят к одному понятию — «потеря продольной устойчивости» или, что более точно, «потеря общей устойчивости трубопровода в продольном направлении».

Технико-экономическая актуальность решения проблемы магистральных трубопроводов в условиях болот настолько велика, что еще 10 лет назад специалисты и исследователи отнесли ее к трем наиболее крупным проблемам, решение которых определит повышение надежности и безопасности трубопроводного транспорта в нашем столетии. Массовые случаи появления участков в непроектом положении не только повышают опасность разрушения трубопроводов; но и требуют огромных финансовых затрат на их устранение.

					Обзор литературы	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Обзор литературы

Эксплуатационная надежность трубопроводов является его свойство выполнять заданные функции в течение требуемого промежутка времени с сохранением в установленных пределах всех характерных параметров. Данная способность раскрывается через систему объективных критериев технического состояния трубопровода, которые обуславливают его нормативную работоспособность в режиме активного воздействия эксплуатационных факторов. Исходя из этого, уровень эксплуатационной надежности определяется техническим состоянием трубопровода [9].

Основные понятия надежности (безотказность, долговечность, сохраняемость, ремонтпригодность и т.д.), параметры, которые характеризуют надежность (интенсивность отказа, среднее время наработки на отказ и т.д.) представлены в ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения [17].

Ясин Э.М. «Надежность магистральных трубопроводов» впервые изложены научные основы обеспечения надежности трубопроводов.

Рекомендации и выводы, показанные в работе, сделаны по результатам анализа обширных статистических данных по фактической надежности действующих трубопроводов. В книге дан анализ надежности нефтепроводов, рассмотрены основные факторы, которые приводят к повреждениям арматуры и линейной части. Показан статистический материал по надежности основных сооружений и технологических объектов. Описаны способы оценки уровня надежности нефтепроводов, учитывая способы технического обслуживания [12]. Показаны основные результаты общесистемных способов повышения надежности по наиболее оптимальному проектированию. Такие как резервирование переходов через реки и болота, агрегатов на станцию,

					<i>Технология проведения пролведения капитального ремонта подводного перехода через р.Шуделька магистрального нефтепровода «Александровское — Анжеро Судженск.</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Колесников П.В.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					18	130
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

переключения между параллельными нефтепроводами.

Анализируются характерные черты построения системы технического обслуживания нефтепроводов как одного из способов обеспечения требуемого уровня надежности. Авторами впервые сформулировано определение «надежность нефтепровода»: «... Надежность магистрального нефтепровода есть свойство этой технической системы в заданных условиях эксплуатации в рассматриваемый промежуток времени обеспечивать перекачку по трубопроводу нефти или нефтепродукта в установленном объеме и качестве».

В данные условия эксплуатации включают удержание безопасных режимов, регламенты обслуживания, исполнение технических ограничений по охране окружающей среды и так далее.

В работе Черняева В.Д. «Эксплуатационная надежность магистральных нефтепроводов» рассмотрена диагностика технического состояния труб к оборудованию, оперативное управление надежностью магистральных нефтепроводов. Уделено внимание вопросам надежности при экстенсивных режимах эксплуатации, при реконструкции и модернизации оборудования. Приведены технико-экономические показатели повышения надежности нефтепроводов [10].

В учебном пособии С.В. Дейнеко Описываются основы теории надежности систем трубопроводного транспорта газа и нефти и их применение на практике для решения инженерных и научных задач. Показана классификация и анализ отказов нефтепроводов, и переработка статистических данных по отказам. Разбираются методы оценки надежности нефтепроводов на стадии эксплуатации и обеспечения надежности на стадии проектирования. Исследуется теория, показатели надежности и критерии восстанавливаемых и невосстанавливаемых систем. Описана методология исследования и оценки эксплуатационной надежности трубопроводных систем; методика создания моделей надежности объектов нефтепроводов; методика создания структурных схем надежности нефтепроводов; способы оценки достоверности построенных

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

моделей надежности; методика компьютерного моделирования в Excel для решения задач надежности нефтепроводов.

В учебном пособии А.В. Рудаченко рассмотрены вопросы, связанные с повышением эксплуатационной надежности трубопроводных систем для транспортировки жидких углеводородов; теоретические основы надежности ремонтируемых объектов, принцип построения вероятностных моделей надежности трубопроводных систем, классификация вариантов отказов, приведены расчетные формулы для определения надежности линейной части. Проанализированы причины снижения надежности трубопроводных систем и возможные варианты их устранения. [6].

В работе автора Коршака А.А. «Обеспечение надежности магистральных трубопроводов» изложены основные решения по обеспечению надежной работы магистральных трубопроводов на этапах их проектирования и последующей эксплуатации. Приводятся сведения о современном уровне надежности нефтепроводов. Рассматриваются методы диагностики линейной части. Рассматривается система планово-предупредительных ремонтов, а также капитального ремонта линейной части [11].

В диссертации Гаспарянц Р.С. [3] проведен анализ методов обеспечения эксплуатационной надежности нефтепроводов. Представлены методы обеспечения безопасности и надежности нефтепроводов на стадии проектирования. Показан метод вероятностного анализа безопасности проектных решений. Анализ современных методов и средств технической диагностики нефтепроводов, изложены основные подходы по усовершенствованию диагностики и оценки технического состояния. Представлен метод расчета трубопроводов на долговечность и прочность, учитывая фактический уровень дефектности. Принципы оценки технического состояния нефтепровода, дает возможность преждевременно принять меры по обеспечению надежной эксплуатации нефтепровода. Освещены вопросы проведения, и организации оценки технического состояния линейной части нефтепровода [14].

					Обзор литературы	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В трудах Мазура И.И. «Конструктивная надежность и экологическая безопасность трубопроводов» Проанализированы ключевые вопросы безопасности и надежности трубопроводов, в том числе показатели конструктивной надежности и общая характеристика трубопроводов, инженерный анализ надежности трубопроводов, учитывая требования их экологической безопасности. Способы оценки и расчета надежности трубопроводных конструкции, испытания трубопроводов как метод повышения их надежности и экологической безопасности, дефекты трубопроводных конструкций, техническая диагностика трубопроводов во время эксплуатации, научно-методические аспекты анализа экологической безопасности трубопроводов [13].

В лабораторном практикуме Дайнеко С.В. «Построение моделей надежности нефтепроводов методом компьютерного моделирования» описываются модели расчета надежности технологических элементов нефтепроводов. Представлены основные этапы построения моделей и этапы компьютерного моделирования для решения задач оценки надежности. Приводятся примеры использования методов компьютерного моделирования для решения инженерных задач надежности в среде Excel. Построение моделей объектов проводится на основе реальных статистических данных [15].

Автор А.В. Рудаченко « Лабораторный практикум по надежности газонефтепроводов» излагает в работе основные понятия и определения по надежности оборудования нефтепроводов, рассмотрены наиболее часто используемые модели надежности как отдельных объектов, так и систем нефтепроводов в целом. Приводится материал по практическому применению методов компьютерного моделирования для решения задач надежности нефтепроводов в среде Excel. Построение моделей объектов проводится на реальных статистических данных [16].

В диссертации Назарова Д.В. «Совершенствование проектных норм надежности магистральных трубопроводов» представлены требования к

					Обзор литературы	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

эксплуатации трубопроводов по критерию надежности и оценка дефектности труб по заданной вероятности безотказности.

Проблема надежности нефтепроводов появилась с 1960 годов. Надежность нефтепроводов полностью идентифицируется со способностью обеспечивать бесперебойное функционирование [16].

Рассмотрим основные понятия надежности, которые нам потребуются для описания нефтепровода, которые представлены в таблице 1 [17].

Таблица 1 – Основные понятия надежности для нефтепровода

Термин теории надежности	Определения
Исправное состояние	Состояние объекта, при котором он соответствует всем требованиям нормативно-технической документации
Неисправное	Состояние объекта, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической документации
Работоспособное состояние	Состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической документации
Неработоспособное состояние	Состояние объекта, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической документации
Предельное состояние	Состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна
Повреждение	Событие, заключающееся в нарушении исправного состояния объекта при сохранении работоспособного состояния
Отказ	Событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта
Наработка	Продолжительность или объем работы объекта
Наработка до отказа	Наработка объекта от начала эксплуатации до возникновения первого отказа
Срок службы	Календарная продолжительность эксплуатации до перехода в предельное состояние

Опираясь на эти понятия теории надежности, проиллюстрируем состояние нефтепровода с течением времени. Результат представлен на рисунке 1.

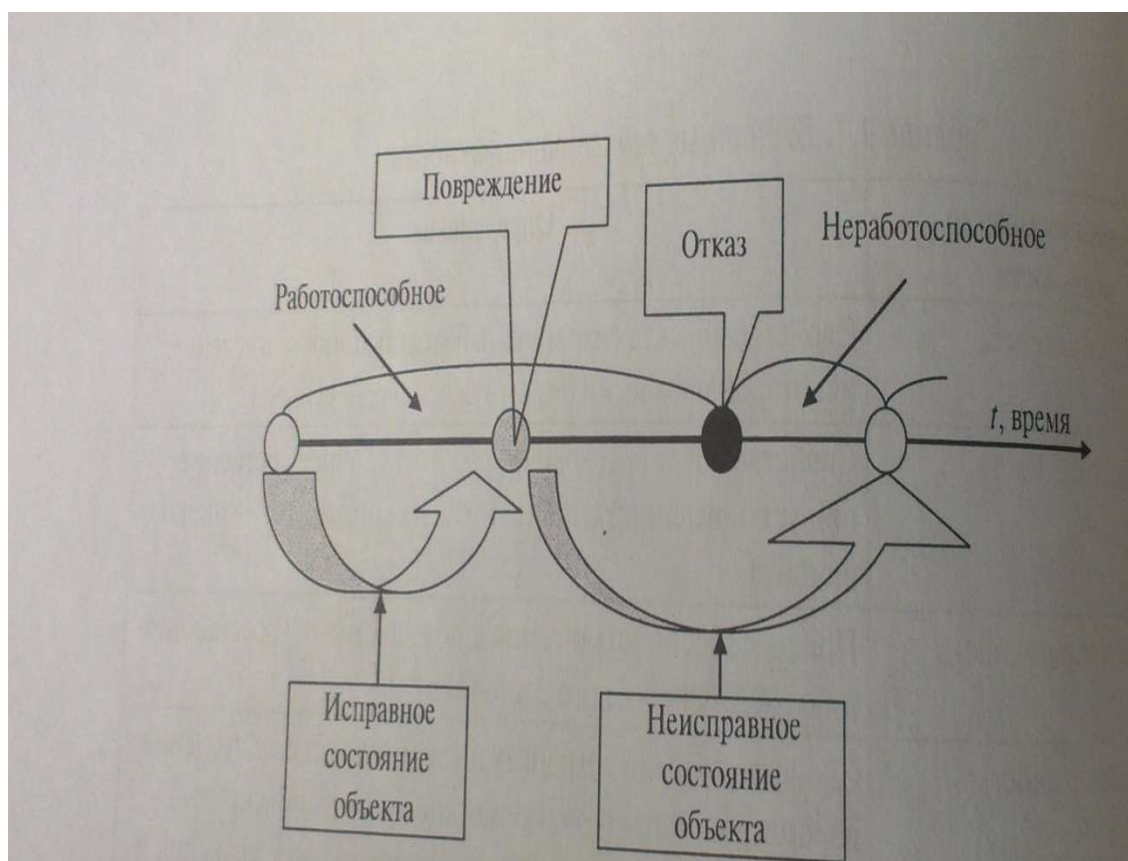


Рисунок 1 – Изменение состояния нефтепровода во времени

Из рисунка один видно, что повреждение на нефтепроводе не всегда означает его отказ. Рассмотрим, какие виды отказов могут быть.

Отказы объекта делятся на частичные, при которых есть возможность с ограничением использование объекта и на полные, которые служат причиной к потере работоспособности [4]. Полным отказом для линейной части нефтепровода, к примеру, будет его разрушение, в качестве частичных отказов может быть уменьшение сечения трубопровода из парафинов. При частичных отказах возможно использовать нефтепровод с ограничениями по давлению или по расходу.

Помимо этого, отказы можно разделить на такие группы: по времени наступления – постепенный отказ или внезапный, по взаимосвязи с другими отказами – независимый или зависимый, кроме этого по причинам

					Обзор литературы	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

возникновения – конструктивный, производственный или эксплуатационный, а также по последствия – критические или не критические (существенные или не существенные). На рисунке 2 приведём структурную группу



Рисунок 2 – Классификация отказов

Для того чтобы определить состояние нефтепровода проводится техническая диагностика, которая использует методы, определяющие состояние объекта разрабатывает стратегию предупреждения и действий при аварийных ситуациях.

Уровень надежности нефтепровода при эксплуатации зависит не только использованных мер для повышения надежности в данный момент времени, но и от этапа проектирования и этапа сооружения трубопровода. Соответственно задачи и требования надежности и их выполнение осуществляется в течение всего жизненного цикла нефтепровода. Рассмотрим, какие задачи стоят перед людьми для обеспечения требуемого уровня надежности на разных этапах жизни нефтепровода.

Этап проектирования. На этой стадии задаются первоначальные показатели надежности нефтепроводов при учете линейных участков, конструктивных схем отдельных элементов и технологических особенностей [4]. Также принимаются во внимание материалы, которые используются, находятся способы повышения долговечности и безотказности нефтепроводов в присущих условиях окружающей среды. На этапе проектирования разрабатывают нормативы.

Этап сооружения. На этой стадии выполняются задачи, относящиеся к нахождению методов проведения предпусковых испытаний линейной части повышенным давлением для нахождения производственных дефектов и к разработке способов технологического контроля строительного-монтажных работ.

Этап эксплуатации. На этом этапе ищутся ответы на проблемы, которые связаны с разработкой способов и методов поддержания свойств надежности и определения технического состояния нефтепроводов, сформулированных на этапе проектирования, с разрабатыванием способов обеспечения надежности. Этап эксплуатации содержит сбор и обработку данных статистики об ущербах и отказах, о надежности работы отдельных элементов трубопроводных систем, создание моделей надежности трубопроводных систем, способов

					Обзор литературы	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

расчета показателей надежности системы, исследование методов обеспечения надежности, выявление длительности восстановления и законов отказов, разработку основных критериев и прогноз [4].

Рассмотрим более подробно этап эксплуатации нефтепроводов.

Начальным этапом процесса эксплуатацией нефтепроводов по критерию надежности является этап исследований, который содержит функции прогнозирования и анализа.

В итоге анализа надежности находятся причины неудач и успехов при управлении эксплуатацией трубопроводов в прошлом и настоящем, факторы и закономерности будущего развития учитывая технологические, финансовые и технические возможности.

Прогнозирование надежности, базирующиеся на итогах предшествующего анализа, представляется последним компонентом этапа исследований. В качестве конца прогноза можно назвать составление целей и вероятных сроков их достижения (поисковое прогнозирование), кроме этого вероятностную оценку технологических, технических, и финансовых возможностей, требуемых для достижения поставленных целей различными путями или способами (нормативное прогнозирование) [19].

Поисковый прогноз обуславливает вероятность достижения цели или состояния объекта, т.е. как бы предсказывает будущее, опираясь на существующий уровень исследуемого объекта прогнозирования.

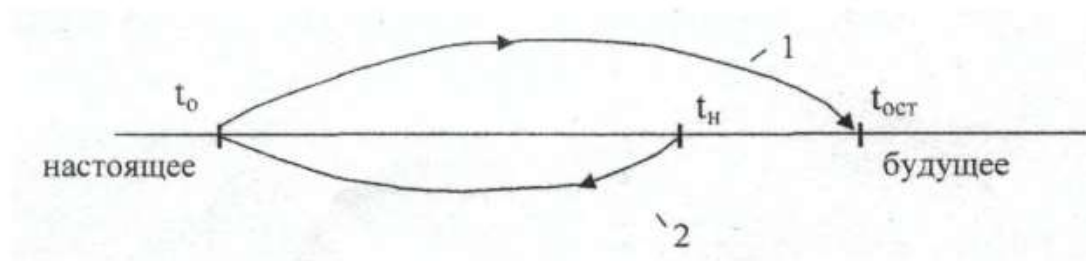
Содержанием поискового прогнозирования надежности нефтепроводов является прогнозирование остаточного ресурса нефтепровода или его участков, опираясь на существующие режимы загрузки и уровень безопасности объекта прогнозирования.

Нормативный прогноз стартует с формулировки главной цели, которая обычно определена на этапе поискового прогноза, далее в соответствии с ней последовательно планируются этапы, выполнение их должно из настоящего состояния объекта привести его к намеченной цели в будущем. Кроме этого определяются все технологические, технические, организационные и

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

финансовые ресурсы и работы, которые нужны для достижения главной цели будущего развития исследуемого объекта, с помощью различных путей. В соответствии с этим нормативный прогноз показывает необходимые потребности (ресурсы, меры и т.п.) и имеет направление из настоящего к будущему [19].

Содержанием нормативного прогноза надежности нефтепроводов является определение средств и путей, требуемых для обеспечения безопасности, надежности режимов загрузки объекта прогнозирования для достижения назначенного ресурса, определенного в качестве цели. Графическая интерпретация поискового (1) и нормативного (2) прогнозирования показана на рисунке 3.



$t_{ост}$ – остаточный ресурс, t_n – назначенный ресурс

Рисунок 3 – Графическая интерпретация поискового (1) и нормативного (2) прогнозирования

Обратим внимание, что разрыв между $t_{ост}$ и t_n обусловлен следующими причинами:

1) остаточный ресурс оценивается приблизительно, так как ресурс в общем является случайной величиной;

2) для нефтепроводов, у которых достижение предельного состояния может сопровождаться тяжелыми последствиями (опасностью нарушения экологического равновесия, невозполнимым материальным ущербом и т.п.), кроме этого при недостаточности методов и средств контроля технического состояния нефтепроводов и прогнозирования их остаточного ресурса задают

					Обзор литературы	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

показатель долговечности – назначенный ресурс. Назначенный ресурс является частью остаточного ресурса.

Понятно, что отталкиваясь от научно обоснованного комплексного прогноза, который включает нормативный и поисковый этапы, возможна стыковка потребностей и возможностей. В случае конфликта потребностей в достижении цели и возможности ее осуществления, требуемым составляющим прогнозных исследований является обоснование защитных и предупредительных мер, которые представляют собой технологические, финансовые, технические и организационные программы, которые способны заполнить возникший разрыв.

На выбор метода прогнозирования ключевое воздействие оказывает срок, на который разрабатывается прогноз. Этот отрезок времени, который называется периодом упреждения прогноза, нужно связывать с назначенным ресурсом, что даст возможность взаимно увязать технические и экологические решения. В зависимости от периода упреждения прогнозы можно разделить на месячный (до 1 месяца), годовой (до 1 года), среднесрочный (до 3 лет), долгосрочный (более лет) [19].

Прогнозы предшествуют этапу принятия управленческих решений, включающие в себя планирование и разработку программ.

Программа содержит систему целей, рациональных путей их достижения и требуемых ресурсов. Количественные характеристики и сроки исполнения намеченной цели обычно носят прогнозный характер.

Исполнители, плановые задания, конкретные сроки и ограниченные ресурсы определяются на подэтапе планирования, замыкающий этап принятия решений. План носит директивный характер и не содержит никаких вероятностных оценок. Следующим этапом процесса управления эксплуатацией нефтепровода является исполнение, которое содержит функции оперативного управления и руководства в целом.

Реализация функции общего руководства состоит в основном в управлении работ по выполнению принятого плана. Оперативное управление

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

подразумевает выполнение таких действий как: контроль; учет, определения влияния текущих отклонений, которые выявлены при контроле и учете, на конечные результаты по срокам, эффективности и затратам; разработке комплекса работ по ликвидации отклонений.

Концепция организации управления эксплуатацией трубопровода на назначенный ресурс основана на следующих положениях:

- выполнения комплексного анализа надежности;
- проведение нормативного прогнозирования и определение технических стратегий для достижения назначенного ресурса;
- программно-целевое планирование путем оценочных процедур контроля показателей эффективности и безопасности;
- координация системных и локальных решений на уровне управляющей системы и управляемой системы по принципу обратной связи [19].

Этап развития и реконструкции. На данной стадии особенно важен учет надежности с наибольшей экономической эффективностью. Этап развития и реконструкции частично совмещает первые три этапа жизненного цикла нефтепроводов. На этом этапе решаются следующие основные задачи:

- определение необходимого уровня надежности нефтепроводных систем;
- обеспечение заданного уровня надежности нефтепроводных систем;
- оптимизация уровня надежности нефтепроводных систем [4].

Здесь часто применяется экономико-математические модели надежности нефтепроводов.

Вопреки успехам в обеспечении надежности, по различным причинам на нефтепроводах происходят аварии с разгерметизацией труб и выходом нефти в окружающую среду. Разливы нефти при авариях оказывают пагубное воздействие на животный и растительный мир, на почву, поверхностные и грунтовые воды. Исходя из этого нефтепроводы относят к объектам повышенной экологической опасности. Каждая авария привлекает внимание государственных органов, средств массовой информации, общественности.

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

Стоимость ликвидации последствий и штрафные санкции на сегодняшний день весьма велики и, вероятнее всего, будут повышаться в будущем. Поэтому необходимо свести к минимуму вероятность возникновения аварийных ситуаций и их последствия.

Повреждения нефтепроводов зарождаются из-за действия двух групп факторов. Первая группа связана со снижением несущей способности нефтепровода, вторая - с ростом воздействий и нагрузок.

Снижение несущей способности нефтепровода появляется из-за старения металла и дефектов в стенке труб. Дефекты труб обычно делят на четыре группы: строительные, эксплуатационные, металлургические и технологические. Дефекты металлургического происхождения возникают при выплавке металла, сварке труб и прокате листа и трубопроводов. К этим дефектам, в основном, относятся неметаллические включения (нитриды, сульфиды, оксиды и т.п.), расслоения, прожоги, непровары, и др. Технологические дефекты образуются в процессе изготовления труб и листового материала, К этим дефектам относятся вмятины, раковины, закаты, смещения кромок сварного соединения, прожоги, трещины в шве и околошовной зоне, дефекты сварных швов, отклонение геометрических размеров сварного шва, кроме этого продольные риски, заусеницы, канавки на наружной поверхности, царапины. При строительстве и ремонте часто образуются дефекты механического повреждения, а при эксплуатации - дефекты коррозионного типа (коррозионные язвы, сплошная коррозия, межкристаллитная и питтинговая коррозия). Механические повреждения стенки труб - это риски, гофры, вмятины, царапины и др. [3].

Факторы второй группы проявляются при эксплуатации действующего нефтепровода. В процессе эксплуатации на нефтепровод действует целый ряд силовых факторов. К их числу относятся внутреннее давление, напряжения от воздействий окружающего трубу грунта и температур перекачиваемой нефти, различные подвижные и статические нагрузки, давление слоя грунта над трубой, сейсмические воздействия и деформация земной поверхности. Эти

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

факторы образуют в трубах продольные и кольцевые напряжения, которые способствуют отклонениям трубопровода от проектного положения.

Любое отклонение контролируемого параметра качества изделий и материалов, которые регламентируются нормами можно принимать как дефект. Необходимость обеспечения безопасности и надежности нефтепроводов требует преждевременного устранения дефектов [3].

Подземные стальные трубопроводы всегда подвержены коррозии. Они могут подвергаться коррозии под воздействием блуждающих токов, почвы и переменного тока электрифицированного транспорта. Коррозия на трубопроводном транспорте создает сложную проблему обеспечения безопасности и надежности.

Итоги анализа отказов говорит о том, что одной из ключевых причин повреждений подземных трубопроводов является воздействие внешних сил, которое приводит к образованию поверхностных трещин, вмятин, трещин во вмятинах, разрывов по телу трубы и в сварных швах. К внешним воздействиям на подземные трубопроводы относят возможные нагрузки при производстве различных работ около нефтепровода, землетрясения, наезды тяжелого транспорта, взрывы, оползни и др. Наиболее распространены повреждения, которые возникают в результате проведения строительных или ремонтных работ в непосредственной близости от действующего трубопровода; их относят к числу потенциально наиболее опасных [3]. Вследствие внешних воздействий на отечественных нефтепроводах происходит более 5 % аварий от общего их числа, а по наносимому ущербу они занимают одно из первых мест.

Анализ причин отказов нефтепроводов показывает, что на долю отказов, которые происходят из-за нарушения правил технической эксплуатации нефтепроводов, приходится от 2 до 7 %. Сюда входят отказы по вине эксплуатационного персонала в связи с нарушением сроков технического обслуживания и ремонта, несоблюдением правил обслуживания и ремонта нефтепроводов и т.д. К дополнительным внешним нагрузкам относятся гидравлические удары. Гидравлические удары обычно происходят из-за

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

нарушения правил эксплуатации и являются большой опасностью для нефтепроводов.

Ущерб от отказов по эксплуатационным причинам варьируется в широких диапазонах. Урон больших размеров связан с разрывами нефтепровода из-за неправильного переключения задвижек и повышения давления сверх, который указан в технологической карте, а также наездов тяжелого транспорта на нефтепровод, происходящие в основном из-за отсутствия предупредительных знаков [3].

Основными эксплуатационными воздействиями и нагрузками являются внутреннее давление продукта в трубопроводе и температурный перепад (разность между температурами металла труб при укладке и в процессе эксплуатации). Внутреннее давление, при нормальной эксплуатации нефтепроводов происходящее в соответствии с правилами технической эксплуатации существенно не меняется. Достаточно полно отработаны методы выбора оборудования, материалов и конструкций нефтепроводов, учитывая внутреннее давление. Труднее учесть температурный перепад. Влияние этого параметра на напряженно-деформированное состояние (НДС) трубопровода зависит от различных факторов.

Изменение температуры перекачиваемой нефти или нефтепродукта оказывает значительное влияние на прочность трубопровода. К примеру при понижении температуры металла трубы на 1 °С, растягивающие продольные напряжения в металле труб увеличиваются на 2,5 МПа. При возникновении в трубопроводе (из-за положительного температурного перепада) больших продольных сжимающих усилий изменяются условия деформирования материала труб, усиливаются продольно-поперечные изгибы трубопровода в грунте, а иногда разрушается засыпка и происходит полная потеря продольной устойчивости трубопровода, которая сопровождается резким нарастанием прогибов и смятием труб.

Продольные усилия меняют условия работы материала трубы, которые находятся в сложном напряженном состоянии, вызывают образование новых и

					Обзор литературы	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

рост старых трещин, поэтому ожидаемо, что несущая способность трубопровода снизится. Исследования прочности трубопроводов в условиях сжимающих усилий показывают, что продольные усилия влияют на несущую способность трубопровода на всех стадиях разрушения: образования и увеличения трещин, распространения трещин (при хрупком разрушении) и развития пластических деформаций (при вязком разрушении).

От характера и уровня изменений напряженно-деформированного состояния в большой степени зависит безопасная и надежная эксплуатация нефтепроводов. Чрезмерно высокие напряжения в трубопроводе, как и снижение несущей способности конструкции, доводят до повреждений и аварий. От напряженного состояния металла труб зависят (при наличии дефектов на стенке труб) параметры трещиностойкости сталей труб. С увеличением напряжений на стенках труб уменьшается сопротивляемость металла труб разрушению[3]. Рост напряжения в металле труб приводит к деформационному упрочнению трубных сталей. Увеличение напряжений до предела текучести и сверх приводит к существенным деформациям металла, особенно в области концентраторов напряжений. Эти области образуют собой потенциальные зоны образования трещин, приводящего к снижению надежности трубопровода.

Ряд авторов провели исследования, которые показывают, что в процессе длительной (20 лет и более) эксплуатации нефтепроводов появляются изменения (в сторону ухудшения) характеристик металла труб. Механическими испытаниями образцов, которые вырезаны из демонтированных труб, было установлено, что в процессе длительной эксплуатации сталей 17ГС, 14ХГС, 19Г будет иметь место значительное снижение пластических свойств стали [3]. Металл в процессе длительной эксплуатации охрупчивается, также существенно снижается ударная вязкость (у стали 19Г параметр уменьшается в два раза). По мере роста рабочего давления, увеличения диаметра труб, возрастания службы нефтепровода повышается склонность металла к хрупким разрушениям. Такие разрушения могут происходить даже при нормальных

					Обзор литературы	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

значениях окружных напряжений, составляющих 30...50 % от предела текучести, т.е. в области заведомо упругой работы металла трубопровода.

Также изменение температуры металла трубопровода приводит к следующему явлению. При изменениях температурного режима в заземленном грунтом подземном трубопроводе возникают напряжения сдвига в местах контакта поверхности трубопровода с грунтом. Как следствие к повреждению изоляции трубопровода. В итоге нарушения целостности защитного покрытия и оголение участков трубопровода начинается их интенсивная коррозия.

К сильно нагруженным элементам линейной части нефтепроводов относятся углы поворотов, узлы подключения к трубопроводу, резервных ниток, лупингов, отводов, подогревательных устройств и насосных станций, береговые узлы нефтепроводов и др. [3]. Анализ аварий, который происходит на нефтепроводах, показывает, что в ряде случаев они возникали из-за недостаточной надежности узлов подключения камер пуска и приема скребка. Причиной повреждений чаще всего является совокупность недостаточной прочности тройниковых соединений и чрезмерных (из-за колебаний температуры и неравномерной осадки грунта) напряжений в наземных узлах.

Трубопроводные сети в настоящее время уже охватывают 35 % территории нашей страны, на которых проживает более 60 % населения. Контакт населения с трубопроводными системами будет непрерывно расширяться, а, следовательно, возрастает опасность техногенного воздействия на людей и природные массивы.

Освоение новых нефтяных месторождений требует развития трубопроводных систем для транспорта нефти. Этим тенденциям объективно сопутствуют как рост объемов капитальных вложений в производство, так и увеличение возможных ущербов от аварийных ситуаций на объектах трубопроводного транспорта нефти. Основными составляющими указанных ущербов являются вред, нанесенный здоровью и жизни промышленного персонала и населения, имущественные потери, а также загрязнение окружающей природной среды.

					Обзор литературы	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Ущерб от возможных аварий не ограничивается только указанными факторами. Существенное значение имеют также экономические показатели функционирования. Отказы основных технологических объектов, вызывая полную остановку перекачки или частичное снижение производительности на участке, отрицательно отражаются на выполнении назначенной функции - поставке нефти потребителям.

Экономическая эффективность трубопроводного транспорта нефти достигается на основе повышения степени использования сооружений и оборудования, снижения эксплуатационных и капитальных затрат [3]. Отказы сооружений и оборудования приводят к снижению степени их использования, повышают затраты на ремонтные работы. Как итог ухудшаются экономические показатели эксплуатации.

Анализ показателей эксплуатационной надежности действующих нефтепроводов показывает, что требуется дальнейшее более широкое внедрение мер по повышению надежности на основе прогрессивных и прошедших апробацию на производстве существующих средств и методов, а также разработка новых методов с учетом последних достижений техники и науки.

					Обзор литературы	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 Технологическая часть

Подготовка строительной полосы при сооружении участков нефтепроводов в условиях болот.

Технологический набор единичных видов работ при подготовке строительной полосы для прокладки участков нефтепроводов в условиях болот зависит:

во-первых, от технологии прокладки, предусмотренной ППР:

- с бровки траншеи;
- методом сплава по траншее, заполненной водой;
- методом протаскивания по траншее;

во-вторых, от сезона строительства трубопровода:

- летний сезон;
- зимний сезон.

Подготовка строительной полосы в условиях болот при прокладке трубопровода с бровки траншеи при неразложившемся торфе (при частично разложившемся) как в летний, так и в зимний сезон обеспечивается сооружением временной технологической дороги (лежневого типа или иной конструкции) для работы сварочно-монтажных бригад и прохода изоляционно-укладочной колонны.

При прокладке трубопровода с бровки траншеи при полностью разложившемся торфе в зимнее время обеспечивается сооружением временной технологической дороги путем промораживания болотного грунта при неоднократном его проходе - проминании последовательно: трелевочным трактором, болотным трактором, трактором на ординарном ходу, трубоукладчиком, гусеничным транспортером.

					<i>Технология проведения прокладки капитального ремонта подводного перехода через р.Шуделька магистрального нефтепровода «Александровское — Анжеро Судженск».</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		<i>Колесников П.В.</i>			1 Технологическая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		<i>Саруев А.Л.</i>					36	130
Консульт.						ТПУ гр. 3-256А		
Рук-ль ООП		<i>Брусник О.В.</i>						

При прокладке трубопровода методом сплава или протаскивания (летний сезон работ) обеспечиваются созданием на берегу болота монтажно-сварочно-изоляционной базы и устройством прохода по болоту экскаватора на болотном ходу, экскаватора на перекидных сланях или экскаватора на пене-волокуше, или выполнением мероприятий по подготовке взрыва удлиненными или сосредоточенными зарядами для образования траншеи-канала.

Подготовка строительной полосы в условиях болот при наземной прокладке или прокладке трубопровода с частичным заглублением (летний сезон) требует сооружения технологической дороги, обеспечения прохода болотного траншеекопателя с навесным оборудованием (для образования траншеи-канавы) и прохода экскаватора для обвалования газопровода (на перекидных сланях или на пене-волокуше, или на болотном ходу).

1.2. Осушение полосы строительства

При сооружении трубопроводов на обводненных участках и болотах с высоким уровнем грунтовых вод в целях предохранения полосы строительства от размывов и разрушений и обеспечения условий для бесперебойного выполнения работ на трассе проводятся различные осушительные мероприятия. Вид и конструкция осушительных сооружений, зависящие от конкретных гидрогеологических условий участка, должны быть указаны в проекте и согласованы с землепользователями.

Осушительные мероприятия на трассе сводятся к устройству боковых, отводных, нагорных и дренажных канав, строительству водопропускных и водоотводных сооружений для отвода поверхностных вод и понижения грунтовых вод. Устройство осушительных канав на заболоченных участках и болотах выполняют, как правило, одноковшовыми экскаваторами или плужными канавокопателями, одноковшовыми экскаваторами болотной модификации, либо обычными экскаваторами, передвигающимися на перекидных сланях, либо канавокопателями. На сильно обводненных болотах

					1 Технологическая часть	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

устройство осушительной сети наиболее целесообразно выполнять взрывным способом.

Предварительное осушение (водоотвод) болот и заболоченных участков, заменяющее строительство временных дорог на строительной полосе, может быть рекомендовано лишь после выполнения соответствующих экономических расчетов. Размеры и количество водопропускных сооружений определяют гидравлическим расчетом и назначают в соответствии с требованиями руководящих документов.

1.3. Планировка строительной полосы

Планировка строительной полосы производится с целью обеспечения стабильной техничеки и технологически определенной работы машин, механизмов, оборудования, транспортных средств и обслуживающего их персонала при выполнении всего комплекса строительного-монтажных и специальных строительных работ по прокладке линейной части нефтепроводов, осуществляемой в различных природно-климатических условиях.

Так как большинство болот имеют незначительную растительность, не создающую трудностей для проложения трассы будущего трубопровода, машины для валки леса, корчевки пней и кустарников использоваться не будут. Для планировочных работ, если в них имеется необходимость, применяют землеройнотранспортные машины, используемые для выполнения земляных работ и расчистки полосы от лесной растительности.

При сильно залесенных участках расчистка трассы от леса на болотах и заболочённых участках, на которых сооружение трубопровода намечается в весенне-летний период, выполняют заблаговременно (в зимний период) по всей ширине полосы отвода, что обеспечивает частичное осушение строительной полосы и улучшает проходимость трассы.

В условиях открытой (незалесенной) болотистой местности планировка строительной полосы сводится к планировке микрорельефа с геодезическим контролем качества планировочных работ лишь на полосе рытья траншеи

					1 Технологическая часть	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

(дорожка для прохода роторного экскаватора или ковша канатно-скреперной установки).

Планировка трассы, проходящей в условиях пересеченной местности, включает срезку косогоров и бугров при одновременной подсыпке низинных мест (только не на полосе рытья траншеи). Подсыпка грунта на заболоченных трассах трубопроводов может производиться лишь при использовании метода выторфовывания для строительства временных технологических дорог. На заболоченных участках трассы в зоне проезда и работы машин и устройства основания под трубопровод при наземной прокладке планировку выполняют, в основном, путем засыпки неровностей привозным грунтом, не допуская срезки и нарушения верхнего торфяного покрова болота.

1.4. Строительство временных дорог

Временные дороги, используемые при строительстве линейной части нефтепроводов определяются следующим образом.

Вдольтрассовые дороги. Предназначены для осуществления перевозок по трассе строящегося трубопровода. Проходят как по полосе строительства, так и в непосредственной близости от нее. Вдольтрассовые дороги - основные для прохода строительной и специальной техники, для перевозки людей грузов и оборудования, ГСМ, межобъектной связи, бытового обслуживания и т.п.

Подъездные дороги. Являются основными связующими пунктов назначения или перевалки строительных грузов с трубосварочными и другими базами, полевыми жилыми городками и непосредственно трассой нефтепровода (с выходом на вдольтрассовые дороги). Связывают также трассу трубопровода с карьерами песка, щебня, гравия и объектами промиссии (заводами железобетонных изделий, металлоконструкций и др.).

Технологические дороги. Сооружаются и используются для производственного прохождения механизированных колонн и бригад.

					1 Технологическая часть	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Внетрассовые дороги - подъездные, вдольтрассовые, тупиковые (к временным складам, базам и др.) должны сооружаться с соблюдением определенных в ППР параметров и условий, в частности, следующих:

- ширина проезжей части и полотна;
- пропускная способность дороги;
- ускоренное движение пневмоколесного транспорта;
- видимость дороги в плане и профиле;
- прохождение пневмоколесного транспорта с нагрузкой на дорожное покрытие, превышающей нормативы запаса;
- прохождение специального снегоболотоходного (вездеходного) транспорта.

В отличие от постоянных дорог, срок эксплуатации которых без ремонта превышает 5-7 лет, временные дороги эксплуатируются в течение подготовки к строительству и всего срока строительства трубопровода.

Непосредственно на строительной полосе при прокладке трубопроводов строительство временных дорог производится для беспрепятственного прохода и работы строительных колонн и бригад и движения транспорта, в основном, на участках болот и сезонно обводняемых территориях.

Наиболее практичные конструкции временных дорог, учитывающие нагрузку тяжелой строительной техники (трубоукладчиков, тракторов и др.) - лежневые дороги различных типов. Применение иных конструкций временных дорог данного назначения - из так называемых инвентарных бревенчатых щитов, железобетонных решетчатых и других плит, не рекомендуется (сложность реализации оборота щитов и плит из-за преодоления явления присоса, поломка щитов и плит; транспортировка их в объезд болот и др.). Не рекомендуется при строительстве временных дорог использовать конструкции, не соответствующие действующей ведомственной классификации этих дорог и не имеющие надлежащих сертификатов: временные грунтовые дороги с использованием нетканых синтетических материалов (НСМ), дороги с «дорожной одеждой типа «елочка» для круглогодичного сооружения

					1 Технологическая часть	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

магистральных трубопроводов», снеголедовые дороги конструкции ГПИ и др. Дороги указанных конструкций не обеспечивают проход тяжелой строительной техники и транспорта (плетевозов), либо для сооружения требуют применения дорогого и непроизводительного ручного труда. При сооружении временных дорог на слабых грунтах необходимо соблюдать требования инструкции по строительству временных дорог для трубопроводного строительства в сложных условиях (на обводненной и Не рекомендуется при строительстве временных дорог использовать конструкции, не соответствующие действующей ведомственной классификации этих дорог и не имеющие надлежащих сертификатов: временные грунтовые дороги с использованием нетканых синтетических материалов (НСМ), дороги с «дорожной одеждой типа «елочка» для круглогодичного сооружения магистральных трубопроводов», снеголедовые дороги конструкции ГПИ и др. Дороги указанных конструкций не обеспечивают проход тяжелой строительной техники и транспорта (плетевозов), либо для сооружения требуют применения дорогого и непроизводительного ручного труда.

При сооружении временных дорог на слабых грунтах необходимо соблюдать требования инструкции по строительству временных дорог для трубопроводного строительства в сложных условиях (на обводненной и заболоченной местностях). Параметры дорог назначают в зависимости от габаритов используемых транспортных средств и строительной техники, интенсивности и объема грузоперевозок, срока службы дорог, местных условий.

Временные дороги, сооружаемые при строительстве линейной части трубопроводов, в части конструктивных решений могут быть определены следующим образом.

Грунтовые дороги без покрытия. Конструкция и технология сооружения определяется в зависимости от категории дороги, типа болота, его глубины, степени разложения торфа, гидрорежима, размеров болота в плане, рельефа дна болота. По типовым поперечным профилям земляное полотно возводят на

					1 Технологическая часть	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

болотах I типа глубиной до 4 м и II типа - до 3 м при поперечном уклоне дна соответственно для типов болот не круче 1:10 и 1:15. Используемые грунты:

- песок средний, мелкий, пылеватый;
- супесь легкая крупная, легкая пылеватая и тяжелая пылеватая;
- суглинок легкий, легкий пылеватый, тяжелый, тяжелый пылеватый;

Рекомендуется также использовать дренирующие и крупнообломочные грунты, шлаки и золошлаковые смеси.

Дерево-грунтовые дороги используют в основном в качестве технологических дорог при строительстве трубопроводов на обводненных участках трассы и болотах I и II типов, где возведение земляного полотна нецелесообразно из-за больших объемов привозного дренирующего грунта и при наличии лесоматериалов (например, при расчистке трассы от леса). Дороги представляют собой сплошной бревенчатый (поперечный) настил на естественном слабом грунтовом основании или заранее подготовленном искусственном основании (хворостяная выстилка, порубочные остатки, деревянные продольные и поперечные лаги и др.), засыпаемый сверху (границы - отбойные брусья или бревна) оптимальной грунтовой смесью. Обыденное название дорог – лежневые (могут быть без грунтовой отсыпки).

Конструкция лежневых дорог зависит от характера болота, наличия местных материалов и выбирается в каждом отдельном случае после детального обследования участка трассы и сравнения основных технико-экономических показателей различных вариантов. Для сооружения лежневых дорог используют деловой лес, полученный в результате расчистки полосы отвода.

Сборно-разборные дороги с деревянным покрытием сооружают на болотах I, II типов и обводненных участках трассы. В зависимости от интенсивности движения устраивают колеиные дороги или со сплошным покрытием на ширину проезжей части. Для устройства дороги применяют сборно-разборные деревянные щиты с нагельным и проволочным креплением. Покрытие и основание устраивают из отдельных сборных деревянных элементов, изготовленных из бревен или брусьев деловой древесины длиной 6-7 м,

					1 Технологическая часть	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

толщиной 0,18-0,2 м, уложенных комлями в разные стороны, и скрепленных 2-3 стяжными шпильками (нагельями), либо проволокой и связующими бревнами. Соединяют щиты между собой нагельным креплением с помощью металлических уголков, болтов и шпилек, а также проволочным креплением - соединением проволокой удлиненных краевых бревен и примыкающих друг к другу щитов. Основание сборной деревянной дорожной одежды устраивают одноярусным, двухъярусным и трехъярусным (в зависимости от несущей способности грунта, типа болота, мощности торфяной залежи и транспортной нагрузки). В каждом ярусе основания (кроме нижнего сплошного) щиты укладывают с некоторой разрядкой до 1 м друг от друга.

Поверх сплошного деревянного настила из щитов устраивают защитный слой покрытия из грунта толщиной 20-30 см, с поперечным уклоном (от траншеи), равным 0,03. Сборные деревянные элементы одежды устраивают из деловой древесины хвойных и лиственных пород.

Зимние дороги (зимники), сооружаются в районах с продолжительностью зимнего периода более 5 месяцев. План и продольный профиль зимника определяется скоростью движения пневмоколесного транспорта (не более 50 км/час), обеспечением безопасности движения и способами защиты от снежных заносов. В состав работ по созданию снежно-ледовых дорог входят: планировка, прошпаливание трассы, проминка основания, поливка водой проезжей части, расчистка снега, а в процессе использования - текущий уход за проезжей частью. Конструкцию выбирают с учетом местных условий и длительности эксплуатации. Рекомендуемая ширина полотна дороги - 12 м; наименьшая расчетная видимость поверхности дороги - 100м.

На болотах подготовка основания заключается в искусственном промораживании на большую глубину путем снятия снежного покрова. На плохо замерзающих болотах для ускорения промерзания и увеличения их несущей способности поверхность проезжей части поливают водой, которая, замерзая, образует ледяную корку и усиливает полосу дороги. Для намораживания корки полосу дороги многократно поливают при помощи

					1 Анализ методов обеспечения надежности нефтепроводов	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

насоса, чтобы промок весь слой снега. В дальнейшем поливать следует слоями по 2-3 см, с интервалами в 1-2 ч (в зависимости от температуры воздуха). Поверхность болота можно также усилить хворостяной выстилкой, порубочными остатками или сплошным деревянным настилом.

1.5. Земляные работы на болотах и обводненных участках трассы

Болота по несущей способности классифицируют на три типа:

Первый тип (I) — болота, целиком заполненные торфом, допускающие работу и неоднократное передвижение болотной техники с давлением 0,02-0,03 МПа или работу обычной техники с помощью щитов, сланей или дорог, обеспечивающих снижение давления на поверхность залежи до 0,02 МПа.

Второй тип (II) — болота, целиком заполненные торфом, допускающие работу и передвижение строительной техники только, по щитам, сланям и временным дорогам, обеспечивающим снижение давления на поверхность залежи до 0,01 МПа.

Третий тип (III) — болота, заполненные растекающимся торфом и водой с плавающей торфяной коркой, допускающие работу только специальной техники на понтонах или обычной техники с плавучих средств.

К заболоченным относятся участки, грунты которых имеют значительное водонасыщение и торфяной покров менее 0,5-0,6 м, а к отводненным — участки, покрытые водой и не имеющие торфяного покрова. Глубокие болота большой протяженности с низкой несущей способностью торфяного покрова проходят как правило в зимний период, а мелкие небольшие — летом.

Земляные работы в условиях болот и заболоченной местности в зависимости от типа болота, способа прокладки, времени строительства и используемой техники должны выполняться по следующим схемам:

Схема 1. При глубине торфяного слоя до 1 м с подстилающим основанием, имеющим высокую несущую способность, разработка траншеи осуществляется с предварительным удалением торфа (выторфованием) бульдозером или

					1 Технологическая часть	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

экскаватором. При использовании экскаватора для выторфовывания протяженность создаваемого фронта работ должна быть 40-50 м.

Схема 2. При глубине торфяного слоя более 1 м с подстилающим основанием, имеющим низкую несущую способность, разработка траншеи должна осуществляться с применением специальной болотной модификации и плавающей техники, понтонов, щитов, сланей или пено-саней, снижающих давление на поверхность грунта.

Схема 3. Разработка траншеи с применением энергии взрыва.

Схема разработки траншей с предварительным выторфовыванием применяется на участках с глубиной торфяного слоя до 1 м с устойчивым подстилающим основанием. Ширина образуемой посредством выторфовывания выемки должна обеспечивать нормальную работу экскаватора для разработки траншеи в минеральном грунте на полную глубину. Траншея устраивается бульдозером или экскаватором на глубину 0,15-0,2 м ниже проектной отметки с учетом возможного оплывания откосов траншеи.

Схему разработки траншей с применением специальной техники, применяют на слабонесущих болотах (II и III типов). При отсутствии специальной техники разработка траншеи может осуществляться экскаватором, находящимся на понтоне (рис. 1), санях или корытообразной пене.

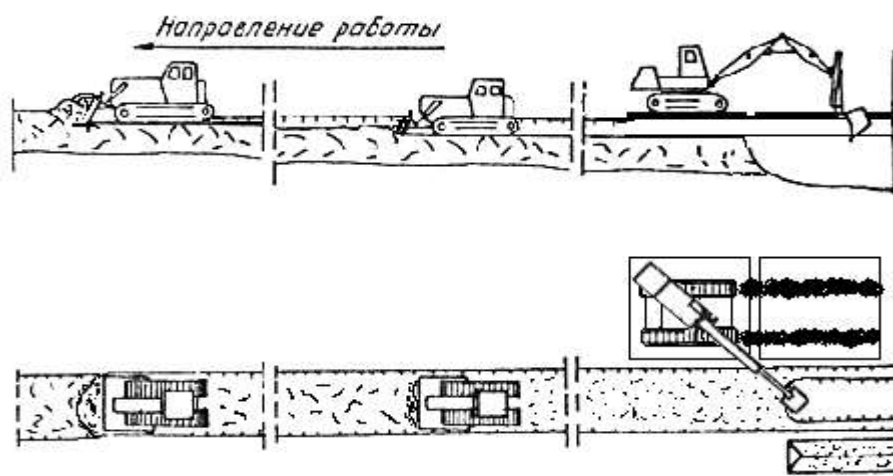


Рис. 1. Схема разработки траншеи с предварительным удалением торфяного слоя и последующей работой экскаватора со щита.

					1 Технологическая часть	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для прокладки магистральных трубопроводов на болотах всех типов методом сплава или протаскивания траншеи разрабатывают взрывным способом. В зависимости от типа и глубины болота, а также степени залесенности трассы применяют способы удлиненных, сосредоточенных или скважинных зарядов.

Для разработки траншей взрывным способом в зависимости от типа болота и размеров траншеи применяют различные технологические схемы.

На открытых и слабозалесенных болотах при разработке траншей и каналов глубиной до 3-3,5 м, шириной по верху до 15 м, мощностью торфяного слоя до 2/3 глубины траншеи используют удлиненные шнуровые заряды (из отходов пироксилиновых порохов или водоустойчивых аммонитов).

На глубоких болотах, покрытых лесом, разработку траншеи (глубиной до 5 м и шириной по верху до 20 м) целесообразно осуществлять сосредоточенными зарядами, размещенными вдоль оси траншеи. При этом отпадает необходимость в предварительной расчистке трассы от леса. Сосредоточенные заряды размещают в зарядных воронках, образуемых прострелкой небольших: скважинных зарядов.

Для разработки траншей глубиной до 2,5 м и шириной по верху 6-8 м эффективно использовать скважинные заряды из водоустойчивых взрывчатых веществ. Этот метод можно использовать на болотах I и II типов, в том числе покрытых лесной растительностью. Скважины (вертикальные или наклонные) располагают вдоль оси траншеи на расчетном расстоянии друг от друга в один или два ряда в зависимости от проектной ширины дна траншеи. Диаметр скважин принимают 150-200 мм. Наклонные скважины под углом 45-60° к горизонту применяют при необходимости направленного выброса грунта на одну из сторон траншеи.

					1 Технологическая часть	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.6. Машины для разработки траншей на заболоченных и обводненных участках трассы

Для рытья траншей на заболоченных и обводненных участках трассы применяются машины, специально оборудованные для работы в этих условиях. Их можно разделить на две основные группы. К первой группе относятся машины, располагающиеся при работе вне заболоченного участка (или внутри его, но поставленные на специальный настил из бревен, понтон и т. д.) и оснащенные рабочим органом, вынесенным в зону этого участка. Эту группу представляют канатно-скреперные установки различной конструкции. Ко второй группе относятся машины, оказывающие на грунт малое удельное давление и вследствие этого свободно перемещающиеся в процессе работы по заболоченному участку. Эту группу представляют экскаваторы с сильно развитой опорной поверхностью.

1.7. Канатно-скреперные установки (КСУ)

На болотистых участках небольшой протяженности со слабой несущей способностью разработку траншей допускается выполнять с помощью канатно-скреперных установок.

Примером канатно-скреперной установки служит установка КСУ-1. Самоходная канатно-скреперная установка КСУ-1 предназначена для рытья траншей на болотах, строительстве переходов через небольшие реки и водоемы, а также в горной местности на уклонах более 20°.

Установка состоит из тягача, двухбарабанной лебедки, смонтированной на заднем мосту и прицепном устройстве трактора, комплекта скреперных ковшей и якорного приспособления с блоком. В качестве такого приспособления могут применяться крюковой анкер, прилагаемый к установке, закопанные в грунт или уложенные поперек траншеи бревна, или трубы, а также трактор. Для пневматического управления включением барабанов и тормозов лебедки на дизеле трактора установлен компрессор автомобиля ЗИЛ-164 с приводом от шкива тракторного вентилятора.

					1 Технологическая часть	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Существуют стационарные лебедки типа ЛС302 или ЛС1001 (рис. 2). Лебедки предназначены для использования в качестве тягового средства при скрепировании траншей и протаскивания трубопроводов при строительстве переходов через болота и водные преграды.

Силовая установка, трансмиссия и два барабана лебедки ЛС302 смонтированы на общей раме, а у лебедки ЛС1001 - на прицепе-тяжеловозе. Для осуществления автоматического изменения скорости выбирания каната в зависимости от требуемого усилия в трансмиссию лебедки встроен гидротрансформатор, который ограничивает усилие в канате без отключения двигателя, предохраняя канат и трансмиссию лебедки от перегрузок. Для расширения диапазона скоростей лебедка имеет двухскоростной редуктор. Управление лебедкой осуществляется из кабины или с выносного пульта.



Рис. 2. Лебедки скреперные: а - ЛС302; б - ЛС1001

При работе лебедка располагается по одну сторону заболоченной зоны (или водоема), а якорь устраивают на другой ее стороне. На якоре имеется обойма с неподвижным блоком, через который пропускают канат. Канатов два. Каждый из них крепится одним концом к своему барабану лебедки, а вторым — к ковшу.

Канат, прикрепленный к передней части ковша, называется тяговым, а к задней — холостым. Как правило, тяговый канат непосредственно соединен с барабаном лебедки и подтягивает ковш к лебедке, а холостой сначала перекинут через неподвижный блок якоря, а потом идет на барабан

					1 Технологическая часть	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

подтягивает ковш к якорю. Поочередно включая барабаны лебедки на наматывание и сматывание каната, перемещают ковш к лебедке — рабочий ход (скреперование) или к якорю - холостой ход.

Ковши, которыми снабжается установка — волокушного типа. Они отличаются от ковшей других типов тем, что не имеют дна. Это необходимо для разгрузки ковша в начале холостого хода без его подъема и опрокидывания.

Нижняя режущая кромка ковша снабжена зубьями, которые предназначены для разрушения (резания) грунта. В задней части ковша сверху имеется стойка с роликами, между которыми проходит холостой канат. Ролики предохраняют канат от трения о ковш, снижая тем самым его износ и уменьшая возникающее при этом дополнительное сопротивление перемещению ковша. Внизу задней части ковша иногда делают откидной зуб, служащий для рыхления грунта во время холостого хода.

В процессе рабочего хода ковш врезается зубьями в грунт, разрушает его, перемещаясь вперед, наполняется разрушенным грунтом и транспортирует его к трактору (подобно отвалу бульдозера). На некотором расстоянии от трактора ковш останавливается и начинает перемещаться назад — холостой ход. При этом он опорожняется от грунта, который остается перед трактором. По мере накопления грунт периодически сдвигается в сторону бульдозером.

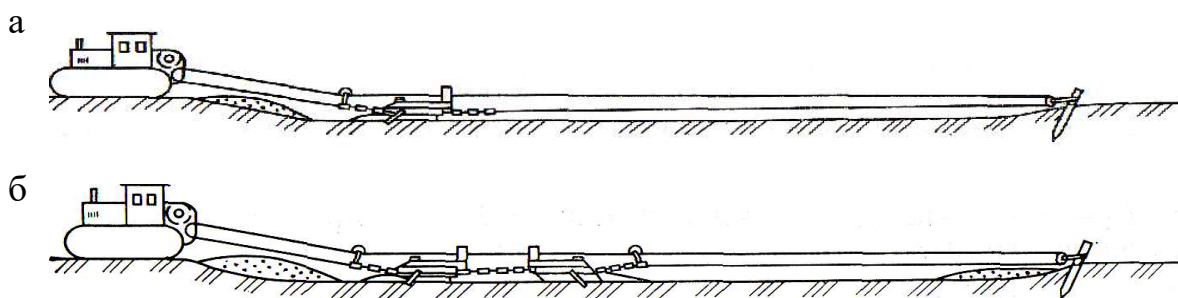


Рис. 3. Схема работы канатно-скреперной установки:

а - с одним ковшом; б - с двумя ковшами

В результате таких перемещений ковша вдоль траектории его движения постепенно образуется траншея.

					1 Технологическая часть	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для того чтобы при работе канатно-скреперных установок использовать холостой ход ковшей в качестве рабочего, иногда применяют два ковша, скрепленные друг с другом своей задней частью. Тогда оба ковша работают попеременно: когда у одного из них рабочий ход — у другого холостой, и наоборот (рис. 3).

Канатно-скреперные установки просты, дешевы, удобны в транспортировке, но обладают малой производительностью и не способны разрабатывать плотные и мерзлые грунты. Ввиду этого они получили ограниченное применение. Канатно-скреперное оборудование для двухбарабанных лебедок ЛС302 и ЛС1001 предназначено для разработки траншей при строительстве магистральных трубопроводов в грунтах I-VI категорий.

Таблица 1. Технические характеристики лебедок ЛС302 - СО302 и ЛС1001 - КСО1001

Лебедка	ЛС302	ЛС1001
Тяговое усилие, кН (тс)	294 (30)	680 (70)
Максимальное тяговое усилие на 1 слое, кН (тс)	490 (50)	980 (100)
Скорость выбирания каната, м /мин	0-68	0-58
Канатоемкость каждого барабана, м	500	500
Диаметр тягового каната, мм	32,5	42
Тип двигателя	А41	Д160
- мощность, кВт (л.с.)	70 (100)	117 (160)
- частота вращения, об/мин	1750	1220
Габаритные размеры, мм: длина x ширина x высота	4015x2200 x2605	9270x3200x 3790
Масса, кг	14200	45000

В комплект скреперного оборудования входят: направляющая, скрепер и блочная стяжка (рис. 4).



Рис. 4. Скреперное оборудование для двухбарабанных лебедок ЛС302

Таблица 2. Технические характеристики скреперного оборудования КСО302 и КСО1001

Параметры	КСО1001	КСО302
Тип	Скрепер:	
	с качающимся дышлом, опрокидывающийся	с откидывающемся днищем
Объем, м ³	8	3
Коэффициент наполнения	1,0	1,0
Техническая производительность, м ³ /ч	25,0	18
Наибольшая длина скрепирования, м	500	500
Ширина траншеи по дну, м	3	1,6
Масса, кг	4000	2025
	Направляющая.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Тип	А-образная, стационарная	
Высота, мм	1510	
Ширина, мм	3000	
Зазор между вертикальными роликами, мм	35	
Блок	<i>Якорное устройство</i>	
Тип	горизонтальный, неподвижный	
Количество, шт	2	
Диаметр, мм	525	
Якорь		
Тип	труба	
Диаметр, мм	325	
Длина, мм	5000	
Количество, шт.	2	

1.8. Экскаваторы с сильно развитой опорной поверхностью

Разработка траншей на заболоченной местности часто производится при помощи одноковшовых экскаваторов, под гусеницы которых подкладывают бревенчатые щиты, последовательно перекладываемые в процессе копания.

Щиты являются, таким образом, дополнением к ходовой части землеройных машин, увеличивая их опорную поверхность и снижая тем самым удельное давление на грунт. Однако применение щитов сильно усложняет производство работ и снижает производительность экскаваторов. Для увеличения производительности и маневренности землеройных машин, работающих на грунтах с низкой несущей способностью, необходимо значительно увеличить опорную поверхность их собственной ходовой части, отказавшись от применения дополнительных громоздких приспособлений в виде щитов. Выполнение этой задачи осложнено тем, что экскаваторы должны перемещаться не только по ровной, но и пересеченной местности как с мягким, так и с твердым поверхностным слоем.

					1 Технологическая часть	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Первым опытом в этой области было создание экскаватора на понтонно-гусеничном ходу модели ЭПГ-1 (рис. 5). При этом поворотная часть и рабочее оборудование было целиком заимствовано у серийно выпускающегося экскаватора Э-302, а его пневмоколесный ход заменен специально спроектированным понтонно-гусеничным, состоящим из ходовой рамы и двух гусеничных тележек. Каждая гусеничная тележка имела пять полых катков понтонов, придававших экскаватору плавучесть.



Рис. 5. Экскаватор на понтонно-гусеничном ходу модели ЭПГ-1

Катки-понтонны охватывались специальной широкой и легкой гусеницей (ширина 1,5 м), обеспечивающей экскаватору малое удельное давление на грунт ($0,1 \text{ кгс/см}^2$ при весе экскаватора 19 т).

Гусеница выполнена из четырех рядов пластинчатых втулочно-роликовых цепей, на которые опирались бандажи катков. К цепям прикреплены башмаки - дюралюминиевые, скрепляющие швеллеры.

Гусеница приводилась в действие четырьмя звездочками (по числу втулочно-роликовых цепей), сидящими на одном валу, получающем вращение от ходового механизма при помощи цепной передачи. С противоположной звездочкам стороны на раме каждой тележки был укреплен натяжной механизм гусеничной цепи.

					1 Технологическая часть	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При движении по воде нижние ветви гусениц выполняли роль гребных лопаток, благодаря чему экскаватор перемещался вплавь со скоростью до 2,2 км/ч. Скорость передвижения машины по суше составляла 0,7-3,1 км/ч.

Вследствие сильно развитой опорной поверхности и при наличии полых катков-понтонных экскаватор ЭПГ-1 был способен передвигаться по любым болотам и даже открытым водоемам, обладал хорошей устойчивостью и мог работать в сильно заболоченной местности и даже на плаву (в расчлененном состоянии), т.е. в условиях, в которых любой другой экскаватор (даже с применением щитов) неработоспособен.

Однако недостаточная прочность гусениц и катков-понтонных в сочетании с жесткой подвеской, широкой и длинной ходовой частью не позволяла перегонять экскаватор своим ходом по твердому грунту и пересеченной местности, требовала разборку экскаватора при транспортировке его другими средствами, не обеспечивала отрывание широких траншей и разработку перемычек.

В силу этих обстоятельств экскаватор ЭПГ-1 не получил широкого распространения на строительстве магистральных трубопроводов. Нужен был другой, имеющий все преимущества экскаватора ЭПГ-1, но лишенный большинства его недостатков.

С этой целью СКБ «Газстроймашина» был разработан проект нового экскаватора ЭКБ-1.

Экскаватор-кран болотный ЭКБ-1 (рис. 6) является одноковшовым полноповоротным экскаватором, предназначенным, как и ЭПГ-1, для земляных и погрузочных работ на сильно заболоченных участках трассы.

Снабженный различными видами сменного оборудования экскаватор может выполнять следующие виды работ:

- драглайном — отрывание траншей и котлованов на болотах, заболоченных поймах рек, а также реках и водоемах глубиной не более 0,9 м;
- грейфером — разработка траншей и котлованов в болотах, реках и водоемах с высотой уровня воды более 0,9 м. Экскаватор при этом находится

					1 Технологическая часть	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

на плаву, удерживаясь от произвольного перемещения или сноса течением с помощью канатной расчалки;

- обратной лопатой — отрывание траншей и котлованов в обычных грунтовых условиях;
- краном — навеска утяжеляющих грузов на трубу, производство погрузочно-разгрузочных и монтажных работ на болотах, а также поймах рек и реках с высотой уровня воды не более 0,9 м.

Развитая опорная поверхность катков-понтонных и наличие плавучести обеспечивает проходимость и работу экскаватора на болотах всех типов. Централизованная система подкачки шин с пультом управления в кабине машиниста обеспечивает необходимое увеличение давления в шинах при передвижении и работе на твердых грунтах и снижение его на болотистых и мягких грунтах.

При движении по болоту избыточное давление в шинах устанавливается в интервале 0,2-0,3 кгс/см², а при движении по дорогам и твердым грунтам — 0,7-0,8 кгс/см².

Машинист экскаватора устанавливает и контролирует давление в шинах по показаниям манометра, расположенного в кабине.



Рис. 6. Экскаватор с сильно развитой опорной поверхностью с пневматическими катками-понтонными ЭКБ -1

					1 Технологическая часть	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Пневматический ход экскаватора обеспечивает перегон его своим ходом на расстоянии до 200 км без заметного износа узлов ходовой части (в отличие от гусеничных экскаваторов).

Конструкция ходовой части в сочетании с применением специального дышла (вместо передних катков экскаватора) делают возможным транспортировку экскаватора на большие расстояния на седельном тягаче или за ним со скоростью 20—25 км/ч.



Рис. 7. Экскаватор с корпусом-понтонем «Конни Слайдрехт»

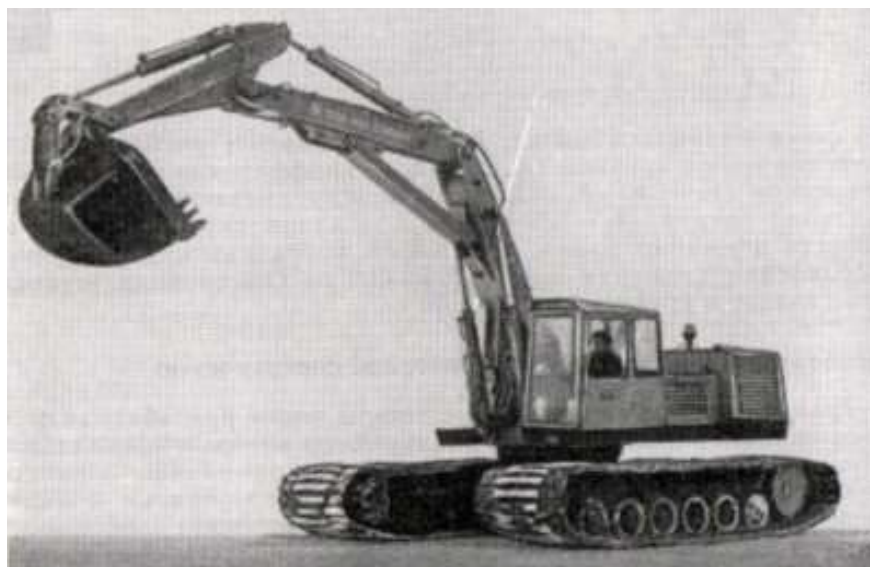


Рис. 8. Экскаватор с сильно развитой опорной поверхностью с резинометаллической гусеницей МТП-71 (ЭО-4221)

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Для работы на участках с малой несущей способностью изготавливаются одноковшовые экскаваторы МТП-71, МТП-72, имеющие поворотную часть от экскаватора ЭО-4121 и специальный гусеничный ход с широкими гусеницами.

Болотный гидравлический экскаватор МТП-71 (ЭО-4221) изготавливался ивановским заводом торфяного машиностроения "Ивторфмаш" с 1970 года. Экскаватор торфяной одноковшовый универсальный с гидравлическим приводом на уширенно-удлиненном гусеничном ходу предназначен для выполнения земляных работ в грунтах I - III категорий со слабой несущей способностью. В условиях болот он может использоваться при рытье и ремонте валовых и картовых канав, магистральных каналов, при рытье котлованов и траншей, при погрузочно-разгрузочных работах, а также при аналогичных работах в мелиорации и сельском хозяйстве. На поворотной платформе смонтированы силовая установка, механизм поворота, стрела с гидроцилиндрами, гидросистема, электрооборудование, кабина и механизмы управления. Экскаватор комплектуется рабочим оборудованием - обратной лопатой с профильными ковшами емкостью 0,65 - 1,25 м³. Опорной базой экскаватора является уширенно-удлиненный гусеничный ход с цевочным зацеплением, он же служит для передвижения экскаватора. На гусеничном ходу через опорно-поворотное устройство смонтирована поворотная платформа, вращение которой осуществляется механизмом поворота.

О надежности узлов и механизмов, а также об удачной конструкции экскаватора в целом говорят до сих пор работающие машины этой модели.

					1 Технологическая часть	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 3. Техническая характеристика экскаватора МТП-71

Максимальный радиус, описываемый хвостовой частью кабины, м	3,13
Ширина, м	
..кабины (платформы)	3
..гусеничного хода	3,9
..гусеничной ленты	1,2
Высота до крыши кабины, м	3,2
Давление на грунт, кг/см ²	0,22
Максимальный радиус копания, м	8,85
Максимальная глубина копания, м	5,35
Рабочий цикл, с	21
Емкость ковша, м ³	0,65 1,25
Дизель	А-01М или А-01МС
Мощность дизеля, л.с.	135
Масса, т	23

Для работы на грунтах с низкой несущей способностью, например для разработки траншей и котлованов, для мелиоративных и торфяных работ в болотистой местности могут использоваться экскаваторы ЕТ-16, ЕТ-25 на уширенно-удлинённом гусеничном ходу. Ширина траков гусениц 1000 мм. Имеет рекордно низкое удельное давление на грунт 0,19 кг/см². Экскаватор может оснащаться разнообразными видами сменного рабочего оборудования и рабочих органов:

1. сменные рукояти длиной: 2200 мм, 2800 мм, 3400 мм;
2. ковши ёмкостью: 1,25 м³, 1,0 м³, 0,65 м³, 0,5 м³, 0,4 м³;
3. гидромолот МГ-300;
4. грейфер ГК-221;

					1 Технологическая часть	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. рыхлитель 314-03-40.17.300.

Экскаватор ЭО 3223 одноковшовый 3-ей размерной группы гидравлический полноповоротный на гусеничном ходу является универсальной машиной, которая может использоваться как для работы на слабых грунтах и болотистой местности, так и в промышленном, гражданском, сельском и транспортном строительстве, благодаря сменным тракам шириной от 600 до 960 мм с использованием сменных рабочих органов (8 видов). Рабочее оборудование циклического действия состоит из стрелы длиной 4.5 м, рукоятей длиной 1.8 - 4.5 м и ковшей экскавационных или очистных емкостью 0,4; 0,5; 0,63; 0,8 м³, разной ширины. Комбинируя стрелу с различными рукоятями и ковшами, можно получить различные глубины, радиусы резания и производительность экскаватора.

Мобильный многофункциональный плавающий гусеничный экскаватор ТТМ-6901Э (рис. 9) предназначен для производства землеройных работ на магистральных нефтепроводах. Эксплуатируется в сложных природно-климатических условиях, включая снежную целину и болота всех категорий, а также на дорогах с твердым покрытием без их разрушения. Наличие экскаваторной установки ЗТМ-220 с полноповоротным ковшом на конце телескопической стрелы обеспечивает возможность выемки грунта из-под трубы.



Рис. 9. Современный плавающий экскаватор ТТМ-6901Э

На участках с глубоким промерзанием торфа работы должны выполняться комбинированным способом: разрыхление мерзлого слоя буровзрывным

					1 Технологическая часть	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

методом и разработку грунта до проектной отметки одноковшовым экскаватором.

В зависимости от несущей способности грунта и объемов работ траншеи разрабатывают:

- на болотах I типа в любое время года и II типа в зимних условиях экскаваторами ЭО-4121, ЭО-4123 с обратной лопатой на уширенных гусеницах или на обычных гусеницах с применением перекидных сланей или щитов;
- на болотах II и III типов (за исключением сплавинных болот) в летних условиях траншеи разрабатывают специальными болотными экскаваторами (Э-652БС, ЭО-4221, МПТ-72, ТТМ-6901Э, ЕТ-16 и др.) или обычными экскаваторами, установленными на понтонах.

Число экскаваторов МТП-71, МТП-72 (ТЭ-3М) для разработки траншей на болоте в летних условиях следующее: 6 — для диаметра трубопровода до 529 мм включительно, 9 — для 720 мм, 11 — для 820 мм, 14 — для 1020 и 1220 мм, 24 — для 1420 мм.

Для разработки широких траншей с откосами (в сильно обводненных, сыпучих, неустойчивых грунтах) могут применяться одноковшовые экскаваторы, оборудованные драглайном.

1.9. Изоляция и укладка трубопровода в условиях болот

Изоляционно-укладочные работы в условиях болот целесообразно выполнять в зимнее время с использованием технических средств, технологических схем, состава колонны и перечня основного оборудования, которые применяют в нормальных условиях (т.е. На грунтах, обладающих высокой несущей способностью) с укладкой трубопровода с бермы траншеи.

В летний период на заболоченных участках трассы рекомендуется вести укладку трубопровода на проектную отметку одним из следующих способов:

- I способ - укладка трубопровода с лежневой дороги, проложенной вдоль траншеи (на болотах I и II типов);
- II способ - сплав трубопровода по заполненной водой траншее;

					1 Технологическая часть	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- III способ - протаскивание трубопровода по дну траншеи.

В зависимости от типа и глубины болота и несущей способности дороги изоляционно-укладочные работы выполняют совмещенным (очистка, изоляция, нанесение армирующего и оберточного покрытия и укладка изолированного трубопровода в траншею осуществляется в едином технологическом процессе) или отдельным (технологические операции по нанесению изоляционного покрытия опережают операции по укладке трубопровода в траншею) способами.

Целесообразно использовать трубы с заводской или базовой изоляцией. В этом случае, при выполнении укладочных работ следует применять средства малой механизации, которые исключают возможность повреждения изоляционного покрытия: троллейные подвески с катками, облицованными полиуретаном, или снабженные пневмобаллонами; мягкие монтажные полотенца; катковые полотенца. Металлические части этих приспособлений, которые могут оказаться в контакте с трубой, должны быть снабжены прокладками из эластичного материала.

При отсутствии труб с заводской изоляцией изоляционно-укладочные работы можно вести совмещенным или отдельным способом в зависимости от конкретных условий трассы.

Отдельный способ проведения изоляционно-укладочных работ (рис.10) следует применять при укладке трубопровода с бермы траншеи или лежневой дороги при недостаточно высокой несущей способности грунта с уменьшением расстояния между трубоукладчиками в колонне на 20-30% по сравнению с данными, которые применяют при нормальных условиях и увеличением числа трубоукладчиков на 1-2 единицы; чтобы обеспечить необходимую устойчивость против опрокидывания.

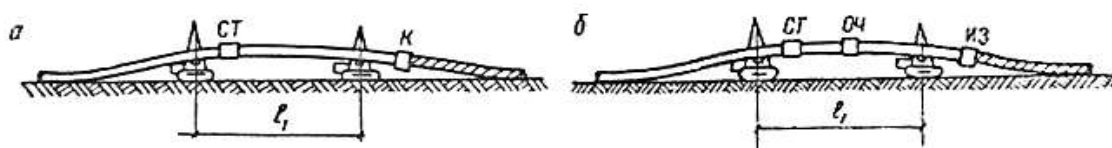


Рис. 10. Схема расположения трубоукладчиков и машин в

					1 Технологическая часть	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Изоляционно-укладочной колонне при раздельном способе производства работ для трубопровода диаметром до 820мм:

а - при использовании очистной и изоляционной машин;

б - при использовании комбайна.

ОЧ - очистная машина; ИЗ - изоляционная машина;

СТ - сушильная установка; К - комбайн для очистки и изоляции трубопровода; l_1 - расстояние между трубоукладчиками.

Максимально допустимое расстояние между очистной и изоляционной машинами - 20 м. Расстояние между трубоукладчиками для диаметра до 820 мм - $l_1=15-20$ м.

При совмещенном способе проведения изоляционно-укладочных работ (рис.11) в отдельных случаях рекомендуется ставить один трубоукладчик позади изоляционной машины, снабдив его катковым полотном.

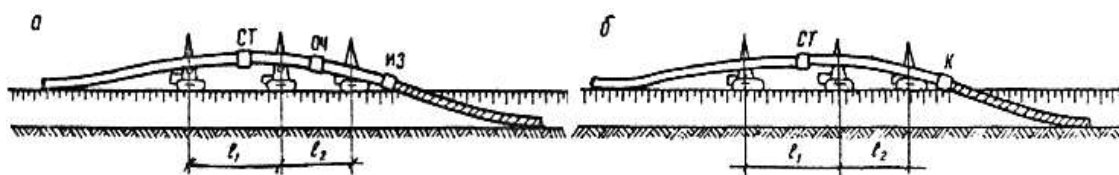


Рис. 11. Схема расположения трубоукладчиков и машин в

Изоляционно-укладочной колонне при раздельном способе производства работ для трубопровода диаметром до 820мм:

а - при использовании очистной и изоляционной машин;

б - при использовании комбайна.

ОЧ - очистная машина; ИЗ - изоляционная машина;

СТ - сушильная установка; К - комбайн для очистки и изоляции трубопровода; l_1, l_2 - расстояния между трубоукладчиками.

Расстояние между трубоукладчиками: $l_1=15-20$ м, $l_2=10-15$ м. Максимально допустимое расстояние между очистной и изоляционной машинами - 35 м.

При применении метода сплава очистка, изоляция и укладка трубопровода производится со стационарной площадки совмещенным способом с

					1 Технологическая часть	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

использованием средств механизации и учетом особенности технологии прокладки.

Прокладка обетонированных трубопроводов на болотах определяется проектом в зависимости от конкретных условий местности, типа, глубины, обводненности болот и времени года.

В зимний период на болотах I и II типов, а также на болотах III типа глубиной до 3 м монтаж и укладка обетонированного трубопровода осуществляется на замерзшую поверхность строительной полосы по оси предварительно образованного канала или траншеи с последующим естественным погружением его на дно в летний период после оттаивания льда за счет собственной массы (бесподъемным способом), а также методом укладки обетонированного трубопровода с замороженной бровки или усиленной зимней дороги с помощью трубоукладчиков в разработанную в мерзлом грунте траншею.

На непромораживаемых болотах II-III типов большой протяженности в весенне-летний период рекомендуется прокладку трубопровода осуществлять с полосы предварительно намывтого грунта или при помощи искусственного намораживания снежно-ледовых дорог для прохода механизированных колонн.

Намыв грунта производится заблаговременно средствами гидромеханизации, чтобы к началу производства строительного-монтажных работ насыпь полностью стабилизировалась.

Во избежание заноса траншей снегом и смерзания отвала грунта при работе зимой темп разработки траншей должен соответствовать темпу изоляционно-укладочных работ. Технологический разрыв между землеройной и изоляционно-укладочной колоннами должен быть не более двухсуточной производительности землеройной колонны.

Для уменьшения транспортных нагрузок на зимнюю дорогу на болотах II и III типов изоляцию и укладку рекомендуется выполнять отдельным способом.

В летний период на обводненных равнинных болотах II-III типов рекомендуется прокладка методом сплава на понтонах по обводненной траншее

					1 Технологическая часть	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

с последовательным наращиванием сплавляемой плети на монтажной площадке, либо методом протаскивания по дну обводненной траншеи, а на болотах I и II типов — укладкой плети в траншею с усиленной временной дороги.

На болотах большой протяженности (более 1000 м) прокладку трубопровода осуществляют методом сплава посредством последовательного наращивания обетонированных труб с приваркой их к концу сплавляемой нитки трубопровода на монтажной площадке. На участках с грунтами, не удерживающими откоса траншеи, обетонированный трубопровод следует укладывать бесподъемным способом. При этом под сваренной нитью трубопровода разрабатывают траншею обратной лопатой или драглайном. По мере рытья траншеи трубопровод под действием собственной массы опускается в траншею.

Технологический процесс методом сплава и протаскивания при прокладке обетонированных трубопроводов аналогичен технологии прокладки этими способами трубопроводов из необетонированных труб.

Выбор типа спусковой дорожки для прокладки методом сплава или протаскивания должен производиться с учетом конкретных особенностей участка, характера болот, времени года, наличия механизмов, оборудования и приспособлений.

При прокладке через болото сплавом необетонированных труб рекомендуется использовать трубы с заводской изоляцией. При отсутствии таких труб рекомендуется для трассовой изоляции использовать комбайн.

При сплаве трубопровода методом последовательного наращивания подготовку трубопровода к сплаву рекомендуется осуществлять секциями 100-200 м с учетом диаметра трубопровода и местных условий.

					1 Технологическая часть	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.10. Технологическая последовательность изоляционно-укладочных работ в условиях болот

Технологическая последовательность основных работ по сооружению перехода трубопровода через болото состоит в следующем:

- в створе перехода через болото разрабатывают траншею болотными экскаваторами, канатно-скреперной установкой или взрывным способом;
- на монтажной площадке производят сборку и сварку изолированных труб в секции;
- секции с изолированными на базе стыками раскладывают соосно по 3-5 на мягкие подкладки параллельно створу перехода (на берегу);
- производят сборку и сварку секций в плети с последующим контролем и изоляцией стыков;
- выполняют перенос заготовленной головной плети (с оголовком и скобой для крепления направляющего троса) трубоукладчиками на рольганги с обрезиненными катками, установленными в створе перехода;
- уложенную на рольганги плеть подают по каткам в обводненный канал теми же трубоукладчиками;
- после сплава первой плети в створ перехода подают вторую, которая пристыковывается к концу первой плети;
- стык наращиваемой плети контролируют, зону стыка изолируют;
- плеть вновь подается в обводненную траншею (на длину пристыкованной плети), затем этот процесс продолжается до полного окончания сплава всего участка перехода.

При применении неизолированных труб на сваренную плеть насаживают трубоизоляционный комбайн для очистки и изоляции трубопровода. Очистка и изоляция трубопровода производится одновременно с проталкиванием его в траншею. При этом необходимо обеспечить синхронное движение комбайна по трубопроводу с проталкиванием участка в обводненную траншею.

Подготовленную плеть трубопровода трубоукладчиками или с помощью тяговой лебедки типа ЛЛ, установленной на противоположном берегу болота,

					1 Технологическая часть	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

или с помощью болотоходных тракторов-тягачей проталкивают вперед до положения, в котором ее передний конец окажется наплаву в траншее, а задний конец будет опираться на вторую головную опору спусковой дорожки. На освободившуюся часть спусковой дорожки укладывают вторую плеть, приваривают к первой, контролируют сварной стык, изолируют межплетевой стык или всю плеть и вновь проталкивают в траншею. Процесс повторяется с каждой последующей плетью до полного сооружения участка трубопровода. При сплаве трубопровода его головной участок следует сопровождать специальной группой на небольших катерах или гусеничных плавающих тягачах типа ГАЗ или ГТТ которая с помощью направляющих канатов регулирует движение головной части плавающего трубопровода.

1.11. Балластировка и закрепление трубопроводов

При строительстве трубопроводов на заболоченных и обводненных территориях Западной Сибири огромное значение имеет надежная балластировка трубопроводов от всплытия. Продольную устойчивость трубопроводов на проектной отметке, прокладываемых на болотах, обводненных и заболоченных участках трассы, рекомендуется обеспечивать балластировкой железобетонными грузами, плотным (неразжиженным) грунтом или закреплением анкерными устройствами. Средства балластировки и закрепления трубопроводов должны выбираться с учетом гидрогеологических условий районов прохождения трассы и диаметра трубопровода. При этом необходимо учитывать схему прокладки трубопровода; мощность торфяной залежи; прочностные и деформационные свойства подстилающих грунтов; наличие горизонтальных и вертикальных углов поворота; методы и сезон производства строительно-монтажных работ; температурный режим эксплуатации трубопровода.

В настоящее время для балластировки трубопроводов применяются утяжеляющие грузы различных конструкций.

					1 Технологическая часть	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Седловидные железобетонные грузы используют для балластировки трубопроводов диаметром от 273 до 1420 мм, при переходе через болота с мощностью торфа не превышающей 1-1,5 метра, при соблюдении условий, обеспечивающих их устойчивое положение на трубопроводе (рис. 12). Главным недостатком является то, что центр тяжести конструкции расположен выше оси трубопровода. Это приводит к тому, что при смещении груза в плоскости, перпендикулярной к оси трубопровода, положение равновесия нарушается и груз опрокидывается. Недостатком также является малое сопротивление изгибающим напряжениям и деформациям в самом узком месте - вершине седла.

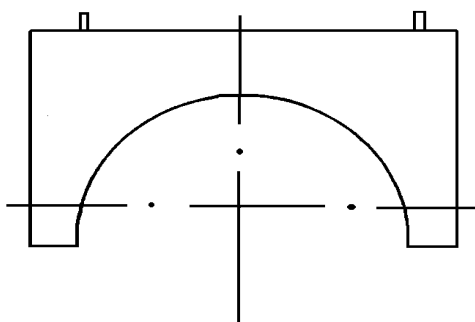


Рис. 12. Седловидный железобетонный груз

- Утяжелитель типа УБО (рис. 13) представляет собой два железобетонных блока со скосами, соединенными между собой двумя силовыми поясами. Скосы на блоках выполнены для обеспечения возможности установки их на трубопровод в минимальные по габаритам траншеи. Груз типа УБО применяется для балластировки трубопроводов на переходах через болота различных типов и малые водостоки, вогнутых и выпуклых кривых и прямолинейных участках, прилегающих к ним; на углах поворота в горизонтальной плоскости и участках выхода трубопровода на поверхность.

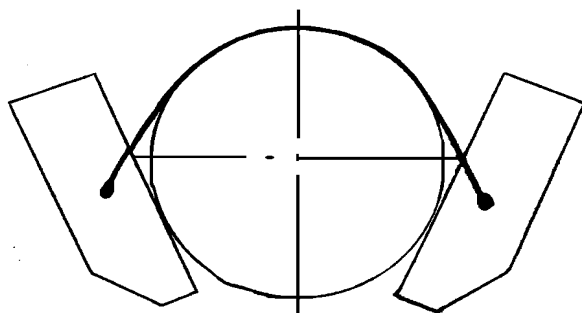


Рис. 13. Утяжелитель типа УБО

- Утяжелитель седловидный самозакрепляющийся УСС.

Состоит из седловидного железобетонного П-образного блока с проемами в опорах, в каждом из которых смонтирован железобетонный прижимной элемент с криволинейной поверхностью, контактирующей с трубопроводом (рис. 14). Груз может применяться для баллаستировки трубопроводов, прокладываемых в условиях обводненной и заболоченной местности, а также на переходах через малые водные преграды. К недостаткам этого типа утяжелителей относятся:

- трудоемкость изготовления;
- необходимость дополнительной изоляции, покрывающей при монтаже;
- сложность навески грузов УСС.

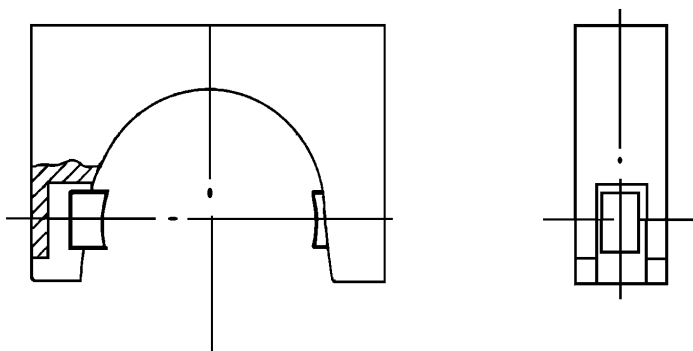


Рис. 14. Утяжелитель седловидный самозакрепляющийся

- Утяжелитель клиновидный болотный УБК (рис. 15).

Можно использовать для балластирования трубопроводов взамен седловидных грузов на переходах через болота с мощностью торфа, не

					1 Технологическая часть	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

превышающей глубины траншеи. Клиновидный груз обладает повышенной устойчивостью на трубопроводе. При установке на изоляционный трубопровод полимерного покрытия, оно не нарушается. Технология и трудоемкость клиновидных грузов как на трубопроводных грузах, при этом используется тоже серийно выпускаемое промышленностью грузоподъемное оборудование.

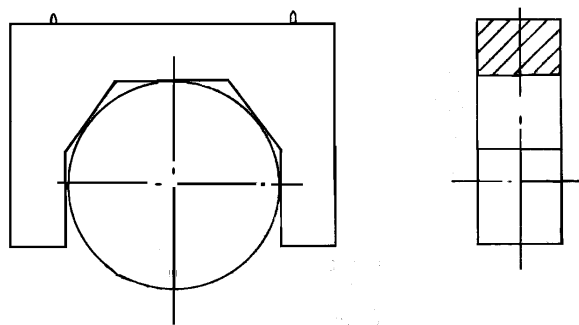


Рис. 15. Утяжелитель клиновидный болотный

- Наряду с железобетонными пригрузами стали применяться и полимерно-контейнерные балластировочные устройства ПБКУ (рис. 16). Устройства ПБКУ могут применяться для балластировки трубопроводов диаметром до 1420 мм на обводненных, заболоченных и периодически затопляемых участках строительства с грунтами минерального основания, применение которых в качестве грунтового заполнителя полостей ПБКУ позволяет создать необходимую балластировочную нагрузку на трубопровод.

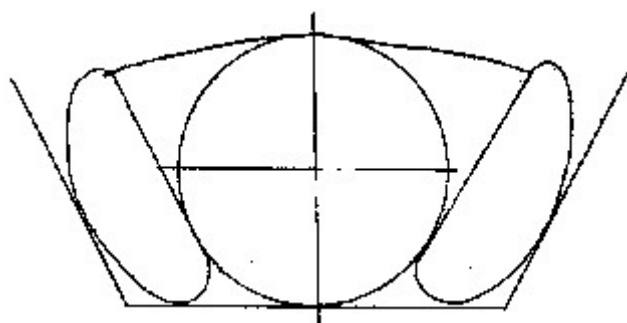


Рис. 16. Полимерно-контейнерные балластировочные устройства

Одним из наиболее экономичных способов обеспечения устойчивого положения трубопроводов на проектных отметках является закрепление их анкерными устройствами.

					1 Технологическая часть	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Винтовое анкерное устройство ВАУ (рис. 17) применяются для закрепления трубопроводной нитки, прокладываемой наземно, в насыпях и подземно на заболоченных и периодически затопляемых участках с устойчивыми подстилающими грунтами, обеспечивающими закрепление в них винтовых анкеров и установку анкерных устройств.

Винтовое анкерное устройство состоит из:

- силового пояса;
- тяги анкера;
- винтового анкера.

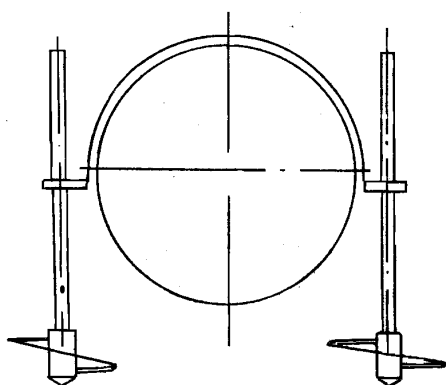


Рис. 17. Винтовое анкерное устройство

- Сварные анкера раскрывающегося типа АР-401 (рис. 18).

Способ основан на использовании прочностных свойств и продольной жесткости самого трубопровода, позволяющих балластировать его сосредоточенными нагрузками в несколько десятков тонн.

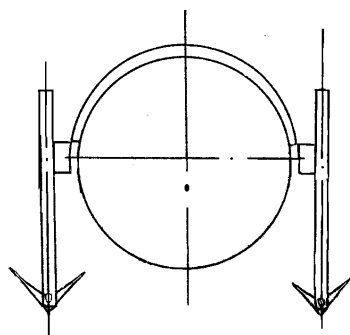


Рис. 18. Сварные анкера раскрывающегося типа

					1 Технологическая часть	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.12. Закрепление трубопровода выстреливаемыми анкерами

Способ предложен для использования его в минеральных грунтах. Сущность основана на том, что анкера с прикрепленными к ним тягами выстреливаются в грунт гарпунно-китобойной пушкой с трактора или автомобиля. Тяги анкеров после подтягивания приваривают к силовому поясу, под который предварительно укладывают прокладку из бризола и футеровочный мат.

Все вышеупомянутые способы балластировки с помощью анкерных устройств, да и сами анкерные устройства, имеют один серьезный недостаток - они почти или полностью не приемлемы в условиях вечной мерзлоты. До недавнего времени балластировку трубопроводов производили в основном железобетонными пригрузами. Но карта месторождений распространяется все дальше на север и, естественно, доставлять на трубопроводные линии пригрузки большой массы становится все дороже, неэкономично. Поэтому в последнее время назрела необходимость использовать в условиях вечной мерзлоты более современные и экономически эффективные способы балластировки трубопроводов.

Укладку балластных грузов производят краном, установленным на болотоходе (болотоход «Тюмень», оборудованный грузоподъемным краном).

Для обеспечения устойчивого положения трубопровода можно применять:

- утяжеляющие железобетонные грузы различных конструкций (УБО, УБК, седловидные, кольцевые, СГ);
- анкерные устройства (ВАУ или АР-401);
- балластирующие устройства с применением нетканого синтетического материала, заполненные грунтом;
- полимерно-контейнерные устройства типа ПКБУ;
- вмораживаемые стержневые и дисковые анкерные устройства;
- утяжеляющий железобетонный груз типа УВО в сочетании с грунтом засыпки.

					1 Технологическая часть	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При отсутствии болотоходов под кран установку балластных грузов производят краном, установленном на пене или понтоне, а подвоз грузов к крану осуществляют пеноволокушей (грузовой пеной), буксируемой вездеходом типа ГТТ. Кран на пене (понтоне) вдоль уложенного трубопровода передвигается с помощью буксирного троса, протягиваемого трактором или лебедкой с берега.

Объемы строительства трубопроводов на заболоченных территориях таковы, что применение для этих целей бетонных пригрузов оказалось недостаточным из-за огромного количества пригрузов, которые нужно завозить в трудно доступные районы Западной Сибири. Поэтому в этих районах широкое распространение получила балластировка трубопроводов винтовыми анкерами, установленными попарно по обе стороны трубопровода и соединенными между собой хомутами.

Для установки анкера используются бурильно-крановые машины и анкерные вращатели. Бурильно-крановая машина БКМ-534 находит широкое применение в труднопроходимой местности. Тип основного бурильного инструмента – лопастной бур (рис. 19).



Рис. 19. Бурильно-крановая машина БКМ-534

					1 Технологическая часть	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4. Техническая характеристика БКМ-534

Базовое шасси	ТТ 4М-07
Глубина бурения, м	5
Диаметр бурения, м	0,36, 0,50, 0,63, 0,80
Грузоподъемность кранового оборудования, т	2
Максимальная высота подъема крюка, м	8
Угол бурения, градусов	80-95
Техническая производительность при бурении скважины на всю глубину и установки в нее опоры, м/ч	10
Максимальный крутящий момент на бурильном инструменте, Нм	4900

Завинчивание анкеров осуществляют специальными гидравлическими анкерными вращателями. Серийно изготавливают анкерные вращатели ВАГ-206 для завинчивания анкеров диаметром 400 мм на глубину 2,5 и 5 м, которые монтируются на трубоукладчике ТО-1224Г. Вращатель состоит из стрелы, на которой подвешивается редуктор с гидромотором и штангой. Привод насосов осуществляется от механизма отбора мощности трубоукладчика. Управление вращателем расположено на рабочем месте машиниста трубоукладчика, который выполняет функции машиниста трубоукладчика и машиниста ВАГ.

Основными преимуществами, способствующими широкому внедрению анкерных устройств в трубопроводное строительство являются:

- быстрота их доставки и установки;
- возможность заглубления анкера без нарушения грунта;
- незначительный собственный вес по сравнению с развиваемой удерживаемой силой;
- небольшая стоимость.

1.13.Засыпка траншеи в болотистой местности

Трубопровод должен засыпаться непосредственно вслед за изоляционно-укладочными работами не позже трех суток после его укладки. Засыпка уложенного трубопровода грунтом из разровненного отвала производится поперечными проходами бульдозера.

Засыпку траншеи при значительной высоте отвала следует выполнять проходами бульдозера, направленными под углом к отвалу, с окончательной засыпкой и зачисткой прямыми поперечными проходами.

На болотах I и II типов засыпка траншей может выполняться бульдозерами на болотном ходу, роторными траншеезасыпателями, либо экскаватором-драглайном на уширенном или обычном ходу, перемещающимся по сланям на отвалах грунта.

При засыпке трубопровода в зимнее время мерзлым грунтом поверх него должен устраиваться валик грунта с учетом последующей осадки его при оттаивании.

					1 Технологическая часть	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. РАСЧЁТНАЯ ЧАСТЬ

2.1 ОБЩИЕ ДАННЫЕ

2.1.1 Основные исходные параметры (заданные)

Рабочее давление: $P = 6,0$ МПа;

Труба прямошовная $D_H = 720$ мм, марка стали 13Т2АФ;

Номинальные толщины стенки δ_n , мм: 8, 9, 10, 11, 12;

$\sigma_{вр} = 530$ МПа, $\sigma_T = 363$ МПа, коэффициент надежности по материалу $K_1 = 1,47$;

Модуль упругости стали: $E = 2,0610^5$ МПа;

Плотность стали $P_{ст} = 7850$ кг/м³;

Продукт перекачки: газ;

Коэффициент линейного расширения металла трубы: $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$;

Коэффициент поперечной деформации в стадии упругой работы металла (коэффициент Пуассона): $\mu = 0,3$

2.1.2 Подземный участок трубопровода

Категория участка – I;

Температурный перепад: $\Delta t = \pm 36$ °С;

Минимальный радиус упругого изгиба: $\rho \geq 1220 D_H$;

Изоляционные материалы: НИТТО 1сл;

Грунт (песок): $\gamma_{гр} = 25$ кН/м³;

Высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта:

$h = 0,8$ м;

$C_{гр} = 1,5$ кПа; $\varphi_{гр} = 37$ град; $K_0 = 20$ МН/м³.

					<i>Технология проведения пролведения капитального ремонта подводного перехода через р.Шуделька магистрального нефтепровода «Александровское — Анжеро Судженск».</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Парфенов П.В.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					75	130
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						ТПУ гр. 3-2Б6А		

2.1.3 Надземный (воздушный) переход подземного трубопровода и надземный трубопровод со слабоизогнутыми компенсационными участками.

Длина перехода: $l = 167$ м – ширина перекрываемого естественного препятствия;

Высота перехода: $H_{тр} = 14,0$ м – высота перехода над поверхностью земли;

Температурный перепад: $\Delta t = \pm 48$ °С.

Нормативное значение веса снегового покрова для района (IV) строительства:

$$P_{CH}^H = 2000 \text{ Н/м}^2.$$

Толщина слоя гололеда в зависимости от района (III) строительства: $b = 10$ мм.

Нормативное значение ветрового давления для района (VI) строительства:

$$W_0 = 730 \text{ Н/м}^2$$

2.1.4 Подземный участок трубопровода на заболоченной местности

Длина участка на обводненном участке ($L_1 = 120$ м).

Длина участка на заболоченном участке ($L_1 = 135$ м).

Толщина изоляционной ленты Полилен МВ = 0,63 мм; толщина обертки Полилен О = 0,65 мм. Изоляция (обертка) двухслойная.

$$\text{Удельный вес воды } \gamma_e = 10500 \frac{\text{Н}}{\text{м}^3}.$$

2.2 РАСЧЕТ ПОДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА

2.2.1 Расчетные сопротивления растяжению (сжатию).

$$R_1 = \sigma_{вр} \cdot \frac{m}{K_1 \cdot K_n}; \quad (2.1)$$

$$R_2 = \sigma_m \cdot \frac{m}{K_2 \cdot K_n}, \quad (2.2)$$

					2 Расчетная часть	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где $m = 0,75$ – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по табл. 1 СНиП 2.05.06-2000;

$K_H = 1,0$ – коэффициент надежности по назначению;

$$\frac{\sigma_m}{\sigma_{вр}} = \frac{363}{530} = 0,68, \quad (2.3)$$

тогда $K_2 = 1,47$ – коэффициент надежности по материалу, принимаемый соответственно по табл. 9 и 10 СНиП 2.05.06-2000;

$$R_1 = 530 \cdot \frac{0,75}{1,4 \cdot 1,0} = 284,0 \text{ МПа}; \quad R_2 = 350 \cdot \frac{0,75}{1,47 \cdot 1,0} = 185 \text{ МПа.}$$

2.2.2 Расчетная толщина стенки трубопровода

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)} = \frac{1,1 \cdot 6,0 \cdot 720}{2 \cdot (284 + 1,1 \cdot 6,0)} = 8,1 \text{ мм}, \quad (2.4)$$

где $n = 1,1$ - коэффициент надежности по нагрузке, принимаемый по табл. 13, СНиП 2.05.06-2000 (внутреннему рабочему давлению);

Ориентировочно принимаем толщину стенки $\delta = 9,0$ мм.

Кольцевые напряжения от внутреннего давления

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta} = \frac{1,1 \cdot 6,0 \cdot 720}{2 \cdot 9} = 257 \text{ МПа}, \quad (2.5)$$

$|\sigma_{пр.N}|$ - продольное осевое сжимающее напряжение, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб в зависимости от принятых конструктивных решений

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha E \Delta t + \mu \sigma_{кц} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,061 \cdot 10^5 \cdot 36 + 0,3 \cdot 257 = -11,9 \approx 12 \text{ МПа} \quad (2.6)$$

где, ψ_1 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб;

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{12,0}{284} \right)^2} - 0,5 \frac{12,0}{284,0} = 0,98. \quad (2.7)$$

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений

					2 Расчетная часть	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)} = 8,3 \text{ мм}, \quad (2.8)$$

где принимаемая толщина стенки $\delta = 9,0$ мм.

2.3 Проверка прочности и деформаций

2.3.1. Прочность в продольном направлении

$$|\sigma_{\text{пр.}N}| \leq \psi_1 R_1;$$

$$\psi_1 R_1 = 0,98 \cdot 284,0 = 279 \text{ МПа}; \quad (2.10)$$

12 МПа < 279 МПа Условие выполняется;

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций трубопроводов в продольном и кольцевом направлениях

$$|\sigma^{H_{\text{пр}}}| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H \quad (2.11) \quad \sigma_{\text{кц}} \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H \quad (2.12)$$

$$\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H = \frac{0,75}{0,9 \cdot 1,47} \cdot 363 = 206 \text{ МПа},$$

264 МПа < 206 МПа - условие выполняется;

где, $\sigma^{H_{\text{пр}}}$ - максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий.

2.3.2 для положительного температурного перепада

$$\sigma^{H_{\text{пр}}} = \mu \sigma_{\text{кц}} - \alpha E \Delta t \pm \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho} = 0,3 \cdot 257 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 36 -$$

$$- \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 720}{2 \cdot 1220 \cdot 720} = -93,8 \text{ МПа}, \quad (2.13)$$

$$\psi_3 \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H = 0,1889 \cdot \frac{0,75}{0,9 \cdot 1,05} \cdot 363 = 54 \text{ МПа},$$

93,8 МПа 54 МПа - условие не выполняется;

2.3.3. для отрицательного температурного перепада

$$\sigma^{H_{\text{пр}}} = \mu \sigma_{\text{кц}} - \alpha E \Delta t \pm \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho} = 0,3 \cdot 257 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 36 +$$

$$+ \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 720}{2 \cdot 1220 \cdot 720} = 74 \text{ МПа}, \quad (2.14)$$

74 МПа 54 МПа - условие не выполняется;

										Лист
										78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	2 Расчетная часть					

Для удовлетворения условия при положительном перепаде температур необходимо увеличить толщину стенки трубы, либо понизить рабочее давление в трубопроводе, либо увеличить радиус упругого изгиба трубопровода. Остановимся на последнем, увеличив ρ до 2000 м. Тогда:

Кольцевые напряжения от внутреннего давления

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta} = \frac{1,1 \cdot 5,5 \cdot 702}{2 \cdot 9} = 257 \text{ МПа}, \quad (2.15)$$

ψ_3 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб;

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{\sigma_m \cdot \frac{m}{0,9 \cdot K_H}} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}}{\sigma_m \cdot \frac{m}{0,9 \cdot K_H}} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{257}{363 \cdot \frac{0,75}{0,9 \cdot 1,05}} \right)^2} - 0,5 \frac{257}{363 \cdot \frac{0,75}{0,9 \cdot 1,05}} = 0,1889; \quad (2.16)$$

$$\psi_3 \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H = 0,1889 \frac{0,75}{0,9 \cdot 1,47} \cdot 363 = 54 \text{ МПа};$$

- для положительного температурного перепада;

$$\sigma^{H_{\text{np}}} = \mu \sigma_{\text{кц}} - \alpha E \Delta t \pm \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho} = 0,3 \cdot 257 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 36 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 720}{2 \cdot 2000 \cdot 720} = -25 \text{ МПа};$$

25 МПа < 54 МПа – условие выполняется

- для отрицательного температурного перепада;

$$\sigma^{H_{\text{np}}} = \mu \sigma_{\text{кц}} - \alpha E \Delta t \pm \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho} = 0,3 \cdot 257 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 36 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 720}{2 \cdot 2000 \cdot 720} = 49 \text{ МПа};$$

49 МПа < 54 МПа - условие выполняется.

2.4 Проверка общей устойчивости подземного трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы

$$S < m N_{\text{кр}}. \quad (2.17)$$

					2 Расчетная часть	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

F - площадь поперечного сечения трубы

$$F = \pi \cdot \delta \cdot (D_H - \delta) = 3,14 \cdot 0,009 \cdot (0,72 - 0,009) = 0,0201 \text{ м}^2 = 201,28 \text{ см}^2 \quad (2.18)$$

где S - эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода;

$$S = 100 [(0,5 - \mu) \sigma_{кц} + \alpha E \Delta t] F = 100 [(0,5 - 0,3) 257 + 1,2 \cdot 10^{-5} 2,0610^5 36] 201,28 = 2,8 \text{ МН}; \quad (2.19)$$

N_{кр} - продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода

- для прямолинейных участков подземного трубопровода в случае пластической связи трубы с грунтом

$$N_{кр} = 4,09 \sqrt[11]{p_0^2 \cdot q_{верт}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3} = 4,09 \sqrt[11]{0,0364^2 \cdot 0,0152^4 \cdot 0,0201^2 \cdot 206000^5 \cdot 0,013^3} = 10 \text{ МН};$$

$$m N_{кр} = 0,75 \cdot 10 = 7,5 \text{ МН}; \quad (2.20)$$

2,8 МН < 7,5 МН - условие выполняется;

$\tau_{пр}$ - предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом;

$$\tau_{пр} = p_{гр} \text{tg}\phi_{гр} + c_{гр} = 19406 \cdot \text{tg}32 + 1500 = 16123 \text{ Па} = 0,0161 \text{ МПа}; \quad (2.21)$$

где p_0 - сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины

$$p_0 = \pi \cdot D_H \cdot \tau_{пр} = 3,14 \cdot 0,72 \cdot 0,0161 = 0,0364 \text{ МН/м}; \quad (2.22)$$

$p_{гр}$ - среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом

$$p_{гр} = \frac{2 \cdot n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot D_H \cdot [(h_0 + D_H/2) + (h_0 + D_H/2) \text{tg}^2(45 - \phi_{гр}/2)] + q_{гр}}{\pi \cdot D_H} =$$

$$= \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 25000 \cdot 0,72 \cdot [(1 + 0,72/2) + (1 + 0,72/2) \cdot \text{tg}^2(45 - 37/2)] + 2196}{3,14 \cdot 0,72} = 19406 \text{ Па}; \quad (2.23)$$

Где,

$n_{гр} = 0,8$ - коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта;

					2 Расчетная часть	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$h_0=0,8$ м - высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до дневной поверхности;

$q_{тр}$ - нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом;

$$q_{тр} = q_m + q_{из} + q_{пр} = 1727 + 173 + 296 = 2196 \text{ Н/м}; \quad (2.24)$$

q_m – нагрузка от собственного веса трубы (вес металла);

$$q_m = n_{св} \cdot \rho_{ст} \cdot g \cdot F = 1,1 \cdot 7850 \cdot 9,81 \cdot 0,02 = 1727 \text{ Н/м}; \quad (2.25)$$

$n_{св} = 1,1$ – коэффициент надежности по нагрузке от действия собственного веса трубы;

$q_{из}$ – нагрузка от веса изоляции;

$$q_{из} = 0,1 \cdot q_m = 0,1 \cdot 1727 = 173 \text{ Н/м}; \quad (2.25)$$

$q_{пр}$ – нагрузка от веса продукта;

$$q_{пр} = 100 P D_{вн}^2 = 100 \cdot 6,0 \cdot 0,702^2 = 296 \text{ Н/м};$$

$q_{верт}$ – сопротивление;

$$\begin{aligned} q_{верт} &= n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot D_H \cdot (h_0 + D_H/2 - \pi \cdot D_H/8) + q_{тр} = \\ &0,8 \cdot 25000 \cdot 0,72 \cdot (1 + 0,72/2 - 3,14 \cdot 0,72/8) + 2196 = \\ &= 15195 \text{ Н/м} = 0,015195 \text{ МН/м}; \end{aligned} \quad (2.26)$$

Осевой момент инерции

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_H^4 - D_{вн}^4) = \pi \cdot R_{ср}^3 \cdot \delta = 3,14 \cdot 0,355^3 \cdot 0,009 = 0,0013 \text{ м}^4. \quad (2.27)$$

Радиус срединной поверхности цилиндрической оболочки

$$R_{ср} = \frac{D_H - \delta}{2} = \frac{0,72 - 0,009}{2} = 0,355 \text{ м}; \quad (2.28)$$

- продольное критическое усилие для прямолинейных участков подземного трубопровода в случае упругой связи трубы с грунтом

$$N_{кр} = 2 \sqrt{K_0 \cdot D_H \cdot E \cdot J} = 2 \sqrt{20 \cdot 0,72 \cdot 206000 \cdot 0,013} = 124 \text{ МН}; \quad (2.29)$$

$$m \cdot N_{кр} = 0,75 \cdot 124 = 93,1 \text{ МН}; \quad (2.30)$$

					2 Расчетная часть	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2,8 МН < 93,1 МН - условие выполняется

Расчетная длина волны выпучивания

$$L_{кр} = \pi \sqrt{\frac{E \cdot J}{K_0 \cdot D_H}} = 3,14 \sqrt{\frac{206000 \cdot 0,013}{20 \cdot 0,72}} = 42,8 \text{ м} \quad (2.31)$$

- для криволинейных (выпуклых) участков трубопровода, выполненных упругим изгибом, в случае пластической связи трубы с грунтом

$$N_{кр} = \beta \sqrt{q_{верт}^2 \cdot E \cdot J} \quad \text{или} \quad N_{кр} = 0,375 q_{верт} \rho \quad (2.32)$$

$$N_{кр} = 0,375 \cdot q_{верт} \cdot \rho = 0,375 \cdot 0,0151 \cdot 2000 = 11,3 \text{ МН} \quad (2.33)$$

Принимаем значение $N_{кр} = 11,3 \text{ МН}$

$$m \cdot N_{кр} = 0,75 \cdot 11,3 = 8,5 \text{ МН}$$

2,8 МН < 8,5 МН - условие выполняется

2.5 РАСЧЁТ ПЕРЕХОДА ЧЕРЕЗ ЕСТЕСТВЕННОЕ ПРЕПЯТСТВИЕ

2.5.1 Расчет балочных переходов без компенсации продольных деформаций

2.5.1.1 Длина перекрываемого пролета

$$l = \sqrt{\frac{12 \cdot W \cdot (R_2 - \sigma_{пр.р})}{q_{тр}}} = \sqrt{\frac{12 \cdot 0,0036 \cdot (185 - 129)}{0,003018}} = 28,3 \text{ м} \quad (2.34)$$

где $\sigma_{пр.р}$ - расчетные продольные напряжения от действия внутреннего давления, определяемые для заземленного трубопровода

$$\sigma_{пр.р} = \frac{n \cdot P \cdot D_{ВН}}{4 \cdot \delta} = \frac{1,1 \cdot 6 \cdot 0 \cdot 702}{4 \cdot 9} = 129 \text{ МПа} \quad (2.35)$$

W - момент сопротивления поперечного сечения трубы

$$W = \pi \cdot R_{ср}^2 \cdot \delta = 3,14 \cdot 0,355^2 \cdot 0,009 = 0,0036 \text{ м}^3 \quad (2.36)$$

$q_{тр}$ - полная расчетная нагрузка

$$q_{тр} = q_M + q_{из} + q_{пр} + q_{снег} + q_{лед} \quad (2.37)$$

q_M - нагрузка от собственного веса трубы (вес металла)

$$q_M = n_{св} \cdot \rho_{ст} \cdot g \cdot F = 1,1 \cdot 7850 \cdot 10 \cdot 0,0201 = 1727 \text{ Н/м} \quad (2.38)$$

					2 Расчетная часть	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$n_{св} = 1,1$ – коэффициент надежности по нагрузке от действия собственного веса трубы

$q_{из}$ – нагрузка от веса изоляции

$$q_{из} = 0,1 \cdot q_m = 0,1 \cdot 1727 = 173 \text{ Н/м} \quad (2.40)$$

$q_{пр}$ – нагрузка от веса продукта

$$q_{пр} = 100 P \cdot D_{вн}^2 = 100 \cdot 6,0 \cdot 0,72^2 = 296 \text{ Н/м} \quad (2.40)$$

$q_{снeг}$ – снеговая нагрузка на трубопровод

$$q_{снeг} = n_c \cdot P_{сн}^H \cdot C_c \cdot B_z = 1,4 \cdot 1000 \cdot 0,4 \cdot 0,95 = 532 \text{ Н/м} \quad (2.41)$$

$n_c = 1,4$ - коэффициент надежности по нагрузке от веса снегового покрова, принимаемое по СНиП 2.01.07-85*;

$C_c = 0,4$ – коэффициент перехода от веса снегового покрова на единицу поверхности земли к весу снегового покрова на единицу площади на уровне прокладки одиночного трубопровода;

$B_r = 0,77 \cdot D_{ни} = 0,77 \cdot 0,734 = 0,565 \text{ м}$ – ширина горизонтальной поверхности надземного трубопровода; (2.41)

$D_{ни} = 734 \text{ мм}$ - наружный диаметр трубы с учетом изоляционного покрытия;

$q_{лед}$ – гололедная нагрузка на трубопровод;

$$q_{лед} = n_{лед} \cdot 1,7 \cdot 10^4 \cdot B \cdot k \cdot D_{ни} = 1,3 \cdot 1,7 \cdot 10^4 \cdot 0,01 \cdot 1,2 \cdot 0,734 = 195 \text{ Н/м} \quad (2.42)$$

$n_{лед} = 1,3$ - коэффициент надежности по гололедной нагрузке;

$B = 10 \text{ мм}$ – толщина стенки гололеда

$k = 1,2$ – коэффициент, учитывающий изменение толщины стенки гололеда в зависимости от высоты трубопровода от поверхности земли

$$q_{тр(зимой)} = 1727 + 173 + 296 + 627,2 + 195 = 3018 \text{ Н/м}$$

$$q_{тр(летом)} = 1727 + 173 + 29 = 2196 \text{ Н/м}$$

Соответствующая стрела прогиба, вызванная расчетной нагрузкой $q_{тр(зимой)}$

$$f_q = \frac{q_{тр} \cdot l^4}{384 \cdot E \cdot J} = \frac{0,003018 \cdot 28,3^4}{384 \cdot 206000 \cdot 0,0013} = \mathbf{0,0188 \text{ м}} \quad (2.43)$$

Продольное усилие, действующее в трубопроводе при нагревании

$$N = 0,3 \sigma_{кц} F - \alpha E F \Delta t = 0,3 \cdot 257 \cdot 0,0201 -$$

					2 Расчетная часть	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$- 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,0610^5 \cdot 0,0201 = - 0,83 \text{ МН} \quad (2.44)$$

Критическая (Эйлера) сила

$$N_{кр} = - \frac{\pi^2 \cdot E \cdot J}{l^2} = - \frac{3,14^2 \cdot 206000 \cdot 0,013}{0,28^2} = - 9,2 \text{ МН} \quad (2.45)$$

Коэффициент

$$\xi = \frac{N}{N_{кр}} = \frac{-0,83}{-9,2} = 0,09 \quad (2.46)$$

Фактическая стрела прогиба

$$f_{\phi} = f_q / (1 - \xi) = 0,0188 / (1 - 0,09) = 0,021 \text{ м} \quad (2.47)$$

Изгибающий момент в наиболее напряженном опорном сечении от действия расчетной

нагрузки $q_{тр}$

$$M_1 = - q_{тр} l^2 / 12 = - 0,003018 \cdot 28,3^2 / 12 = - 0,017 \text{ МН} \cdot \text{м} \quad (2.48)$$

Изгибающий момент от действия продольной силы

$$M_2 = - N \cdot f_{\phi} = - 0,83 \cdot 0,21 = - 0,017 \text{ МН} \cdot \text{м} \quad (2.49)$$

Суммарный изгибающий момент

$$M = M_1 + M_2 = - 0,2 - 0,017 = - 0,217 \text{ МН} \cdot \text{м} \quad (2.50)$$

Продольные напряжения

$$\sigma_{пр} = \frac{N}{F} + \frac{M}{W} = \frac{-0,83}{0,0201} + \frac{-0,217}{0,0036} = - 101,6 \text{ МПа} \quad (2.51)$$

Проверка прочности трубопровода в продольном направлении

$$|\sigma_{пр}| \leq \psi_4 R_2$$

$$\psi_4 R_2 = 0,1889 \cdot 185 = 34,9 \text{ МПа}$$

ψ_4 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние трубопровода

$$\psi_4 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_2} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_2} \quad (2.52)$$

					2 Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

При определении коэффициента ψ_4 отношение $\sigma_{кш}/R_2$ оказалось больше единицы, что не имеет физического смысла. Воспользуемся допущением СНиП 2.05.06-85 и вместо ψ_4 введем коэффициент $\psi_3 = 0,1889$ (см. п.п 2.3)

$$101,6 \text{ МН} < 34,9 \text{ МН} - \text{условие не выполняется}$$

2.5.1.2 Устанавливаем в середине пролета мертвую опору, разделив переход на два равных пролета $167/2 = 83,5$ м, тогда

Соответствующая стрела прогиба, вызванная расчетной нагрузкой $q_{тр}$

$$f_q = \frac{q_{тр} \cdot l^4}{384 \cdot E \cdot J} = \frac{0,003018 \cdot 83,5^4}{384 \cdot 206000 \cdot 0,00103} = \mathbf{0,09 \text{ м}}$$

Критическая (Эйлера) сила

$$N_{кр} = - \frac{\pi^2 \cdot E \cdot J}{\square} = - \frac{3,14^2 \cdot 206000 \cdot 0,0013}{\square} = - 1,05 \text{ МН.}$$

Коэффициент

$$\xi = \frac{N}{N_{кр}} = \frac{-0,83}{-1,05} = 0,788.$$

Фактическая стрела прогиба

$$f_{\phi} = f_q / (1 - \xi) = 1,43 / (1 - 0,788) = 6,7 \text{ м.}$$

Изгибающий момент в наиболее напряженном опорном сечении от действия расчетной

нагрузки $q_{тр}$

$$M_1 = - q_{тр} l^2 / 12 = - 0,003018 \cdot 83,5^2 / 12 = - 1,75 \text{ МН}\cdot\text{м.}$$

Изгибающий момент от действия продольной силы

$$M_2 = - N f_{\phi} = - 0,83 \cdot 0,6,7 = - 5,6 \text{ МН}\cdot\text{м.}$$

Суммарный изгибающий момент

$$M = M_1 + M_2 = - 1,75 - 5,6 = - 7,35 \text{ МН}\cdot\text{м.}$$

Продольные напряжения

$$\sigma_{пр} = \frac{N}{F} + \frac{M}{W} = \frac{-0,83}{0,0201} + \frac{-7,35}{0,0036} = - 2083 \text{ МПа.}$$

Проверка прочности трубопровода в продольном направлении

$$|\sigma_{пр}| \leq \psi_4 R_2;$$

					2 Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

$$\psi_4 R_2 = 0,1889 \cdot 185 = 34,9 \text{ МПа};$$

2083 МН < 34,9 МН – условие не выполняется

2.5.1.3 Устанавливаем две опоры, разделив переход на три равных пролета $167/3=55,7$ м.

Соответствующая стрела прогиба, вызванная расчетной нагрузкой $q_{тр}$

$$f_q = \frac{q_{тр} \cdot l^4}{384 \cdot E \cdot J} = \frac{0,003018 \cdot 55,7^4}{384 \cdot 206000 \cdot 0,0013} = \mathbf{0,28 \text{ м.}}$$

Критическая (Эйлера) сила

$$N_{кр} = - \frac{\pi^2 \cdot E \cdot J}{l^2} = - \frac{3,14^2 \cdot 206000 \cdot 0,0013}{55,7^2} = - 2,4 \text{ МН.}$$

Коэффициент

$$\xi = \frac{N}{N_{кр}} = \frac{-0,83}{-2,4} = 0,35.$$

Фактическая стрела прогиба $f_{ф} = f_q / (1 - \xi) = 0,28 / (1 - 0,35) = 0,43$ м.

Изгибающий момент в наиболее напряженном опорном сечении от действия расчетной нагрузки $q_{тр}$

$$M_1 = - q_{тр} l^2 / 12 = - 0,003018 \cdot 55,7^2 / 12 = - 0,78 \text{ МН}\cdot\text{м.}$$

Изгибающий момент от действия продольной силы

$$M_2 = - N f_{ф} = - 0,83 \cdot 0,43 = - 0,36 \text{ МН}\cdot\text{м.}$$

Суммарный изгибающий момент

$$M = M_1 + M_2 = - 0,78 - 0,36 = - 1,14 \text{ МН}\cdot\text{м.}$$

Продольные напряжения

$$\sigma_{пр} = \frac{N}{F} + \frac{M}{W} = \frac{-0,83}{0,0201} + \frac{-1,14}{0,0036} = - 358 \text{ МПа.}$$

Проверка прочности трубопровода в продольном направлении

$$|\sigma_{пр}| \leq \psi_4 R_2;$$

$$\psi_4 R_2 = 0,189 \cdot 185 = 34,9 \text{ МПа};$$

358 < 34,9 МН - условие не выполняется.

2.5.1.4 Устанавливаем три опоры, разделив переход на четыре равных пролета $167/4=41,8$ м.

					2 Расчетная часть	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Соответствующая стрела прогиба, вызванная расчетной нагрузкой $q_{тр}$

$$f_q = \frac{q_{тр} \cdot l^4}{384 \cdot E \cdot J} = \frac{0,003018 \cdot 41,8^4}{384 \cdot 206000 \cdot 0,0013} = \mathbf{0,089 \text{ м.}}$$

Критическая (Эйлера) сила

$$N_{кр} = - \frac{\pi^2 \cdot E \cdot J}{l^2} = - \frac{3,14^2 \cdot 206000 \cdot 0,0013}{41,8^2} = - 42 \text{ МН.}$$

$$\xi = \frac{N}{N_{кр}} = \frac{-0,83}{-42} = 0,0198.$$

Фактическая стрела прогиба

$$f_{\phi} = f_q / (1 - \xi) = 0,089 / (1 - 0,0198) = 0,1109 \text{ м.}$$

Изгибающий момент в наиболее напряженном опорном сечении от действия расчетной нагрузки $q_{тр}$

$$M_1 = - q_{тр} l^2 / 12 = - 0,003018 \cdot 41,8^2 / 12 = - 0,44 \text{ МН} \cdot \text{м.}$$

Изгибающий момент от действия продольной силы

$$M_2 = - N f_{\phi} = - 0,83 \cdot 0,1109 = - 0,091 \text{ МН} \cdot \text{м.}$$

Суммарный изгибающий момент

$$M = M_1 + M_2 = - 4,4 - 0,091 = - 0,04 \text{ МН} \cdot \text{м.}$$

Продольные напряжения

$$\sigma_{пр} = \frac{N}{F} + \frac{M}{W} = \frac{-0,83}{0,0201} + \frac{-4,4}{0,0036} = - 134,99 \text{ МПа.}$$

Проверка прочности трубопровода в продольном направлении

$$|\sigma_{пр}| \leq \psi_4 R_2 ;$$

$$\psi_4 R_2 = 0,1889 \cdot 185 = 34 \text{ МПа.}$$

$134,99 < 34 \text{ МН}$ Условие не выполняется.

2.5.2 Расчет многопролетного балочного перехода с компенсатором

Максимально допустимый пролет между опорами вычисляются из условия прочности по формуле:

					2 Расчетная часть	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$L_{\max} = \sqrt{\frac{12 W [R_2 - \sigma_{\text{пр.п}}]}{q_{\text{тр}}}} = \sqrt{\frac{12 \cdot 0,2027 \cdot [185 - 128,7]}{0,003018}} = 32,8 \text{ м.} \quad (2.53)$$

Максимальный изгибающий момент в середине крайних пролетов в момент на крайних опорах равны между собой по абсолютной величине при длине консоли вычисляются по формуле:

$$a = 0,408 \cdot l = 0,408 \cdot 32,8 = 13,4 \text{ м}$$

$[\sigma_{\text{пр.у}}]$ – допустимое напряжение изгиба;

$$\sigma_{\text{пр.п}} = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{4 \cdot \delta} = \frac{1,1 \cdot 6 \cdot 0 \cdot 702}{4 \cdot 9} = 128,7 \text{ МПа;} \quad (2.54)$$

$$[\sigma_{\text{пр.у}}] = R_2 - \sigma_{\text{пр.п}} = 185 - 128,7 = 56,3 \text{ МПа;} \quad (2.55)$$

где $[M]$ - допустимый изгибающий момент в трубопроводе

$$[M] = W [\sigma_{\text{пр.у}}] = 0,0036 \cdot 56,3 = 0,2027 \text{ МН·м} \quad (2.56)$$

Так как длина перехода $l = 167 \text{ м}$, а длина перекрываемого пролета $L_{\text{MAX}} = 32,8 \text{ м}$, то есть

$$l_{\text{п}} = l + 2 \cdot l \cdot 0,408 = 1,816 \cdot l \quad (2.57)$$

$l_{\text{п}} > L_{\text{MAX}}$, то для достижения устойчивости необходимо установить дополнительные опоры которые вычисляются по формуле:

$$n = 5, \quad l = L_{\text{п}} = \frac{l_{\text{п}}}{(n+0,816)} = \frac{167}{5,816} = 28,7 \text{ м} < 32,8 \text{ м.} \quad (2.58)$$

Таким образом, получаем 5 пролетов, то есть 4 опоры.

Максимальный прогиб в середине пролета

$$f = \frac{2 \cdot q_{\text{тр}} \cdot l^4}{384 \cdot E \cdot J} = \frac{2 \cdot 0,003018 \cdot 32,8^4}{384 \cdot 206000 \cdot 0,00013} = \mathbf{0,068 \text{ м.}} \quad (2.59)$$

Максимальный фактический прогиб в середине пролета

					2 Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

$$f_{\phi} = \frac{2 \cdot q_{\text{тр}} \cdot l^4}{384 \cdot E \cdot J} = \frac{2 \cdot 0,003018 \cdot 32^4}{384 \cdot 206000 \cdot 0,0013} = \mathbf{0,0616 \text{ м.}} \quad (2.60)$$

Изгибающие моменты $M_{\text{хmax}}$ и $M_{\text{оп}}$

$$M_{\text{хmax}} = |M_{\text{оп}}| = \frac{q_{\text{тр}} \cdot l^2}{16} = \frac{0,003018 \cdot 32^2}{16} = 0,1932 \text{ МН}\cdot\text{м} \quad (2.61)$$

2.5.3 Расчет компенсаторов

Максимально допустимые напряжения

$$[\sigma_{\text{комп.}}] = R_2 - 0,5 \cdot \sigma_{\text{кц}} - |\sigma_{\text{м}}| = 185 - 0,5 \cdot 257 - 0 = 56,5 \text{ МПа} \quad (2.62)$$

При продольном перемещении трубопровода за счет его удлинения максимальная величина $\Delta_{\text{к}}$

$$\Delta_{\text{к1}} = \Delta_{\text{р}} + \Delta_{\text{т}} = L \cdot \left(\frac{0,2 \cdot \sigma_{\text{кц}}}{E} + \alpha \cdot \Delta t \right) = 167 \cdot \left(\frac{0,2 \cdot 257}{206000} + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 48 \right) = 0,138 \text{ м} \quad (2.63)$$

где L – длина надземного участка трубопровода, обслуживаемая одним компенсатором;

В случае уменьшения длины трубопровода величина $\Delta_{\text{к}}$ будет максимальной при внутреннем давлении $P = 0$

$$\Delta_{\text{к2}} = \Delta_{\text{т}} = L \cdot \alpha \cdot \Delta t = -167 \cdot 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 48 = -0,096 \text{ м} \quad (2.64)$$

$\Delta_{\text{т}}$ – перепад температур при охлаждении трубопровода

Амплитуда отклонения начальной длины в обе стороны

$$A = \Delta_{\text{к1}} + |\Delta_{\text{к2}}| = 0,138 + 0,096 = 0,234 \text{ м} \quad (2.65)$$

Если монтаж производится так, что обеспечивается симметричная работа компенсатора в обе стороны, компенсирующая способность $[\Delta_{\text{к}}]$ должна отвечать условию $[\Delta_{\text{к}}] \geq A/2$, а длина $l_{\text{к}}$ рассчитывается для

$$\Delta_{\text{к}} = A/2 = 0,234/2 = 0,1 \text{ м} \quad (2.66)$$

Если известно суммарное продольное перемещение трубопровода $\Delta_{\text{к}}$, определяют необходимую рабочую длину компенсатора

$$l_{\text{к}} = \sqrt{\frac{3 \cdot E \cdot D_{\text{н}} \cdot \Delta_{\text{к}}}{2 \cdot [\sigma_{\text{комп.}}]}} = \sqrt{\frac{3 \cdot 206000 \cdot 0,720 \cdot 0,1}{2 \cdot 56,5}} = \mathbf{19,8 \text{ м}} \quad (2.67)$$

						2 Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			89

Следует иметь в виду, что в данном расчете не учитываются возможные перемещения прилегающих к переходу подземных участков трубопровода.

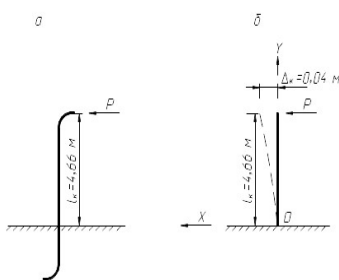


Рис. 2.1. Г – образный компенсатор:

а – конструкция; б – расчетная схема.

В наклонных компенсаторах, не являющихся одновременно опорами, напряжения σ_m могут быть вызваны вертикальной нагрузкой от собственного веса трубы и горизонтальной ветровой нагрузкой. Обычно эти напряжения незначительны и не учитываются в расчетах.

При относительно малой протяженности открытого участка достаточно одного П-, Г-, Z-образного компенсатора. Если же длина надземной части составляет несколько сотен метров, то требуется значительное количество компенсаторов.

					2 Расчетная часть	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.6. Проверка устойчивости трубопровода против всплытия

Исходные данные:

Труба $D=720 \times 9$ мм;

толщина изоляционной ленты Полилен МВ = 0,63 мм; толщина обертки полилен О = 0,65 мм. Изоляция (обертка) двухслойная.

$$D_{из} = D_H + 2 \cdot \delta_{из} + 2 \cdot \delta_{из} = 720 + 4 \cdot 1.26 + 4 \cdot 1.3 = 730,24 \text{ мм}, \quad (2.68)$$

$I = 153900 \text{ см}^4 = 1,539 \cdot 10^{-3} \text{ м}^4$ момент инерции сечения трубы;

$n_\delta = 1,0$ – коэффициент надежности по нагрузке для чугунных пригрузов;

$k_{н.в.} = 1,15$ коэффициент надежности устойчивости положения трубопровода против всплытия для русловых участков;

q_δ – расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод:

$$q_\delta = \gamma_\delta \cdot \frac{\pi}{4} \cdot D_{из}^2, \quad (2.69)$$

$$q_\delta = 10500 \cdot \frac{3.14}{4} \cdot 0.73024^2 = 4393.25 \frac{H}{M};$$

где $\gamma_\delta = 10500 \frac{H}{M^2}$ – удельный вес воды;

$q_{изг}$ – расчетная нагрузка, обеспечивающая упругий изгиб трубопровода соответственно рельефу дна траншеи и определяемая для вогнутых участков по формуле:

$$q_{изг} = \frac{32 \cdot E \cdot I}{9 \cdot \beta^2 \cdot \rho^3}, \quad (2.70)$$

$$q_{изг} = \frac{32 \cdot 2.1 \cdot 10^{11} \cdot 1.539 \cdot 10^{-3}}{9 \cdot 0.10559^2 \cdot 1000^3} = 103,06 \frac{H}{M}$$

где $E = 2,1 \cdot 10^5$ МПа модуль упругости материала трубы для стали;

$\rho = 1000$ м радиус упругого изгиба трубопровода;

					2 Расчетная часть	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$\beta=6^\circ 3' = 0,10559$ рад. угол поворота оси трубопровода в вертикальной плоскости на вогнутом рельефе;

$q_{\text{тр}}$ расчетный вес единицы длины трубопровода в воздухе с учетом изоляции при коэффициенте надежности по нагрузке $n_{\text{с.в.}} = 0,95$;

$$q_{\text{тр}} = (q_m + q_{\text{из}}) \cdot n_{\text{с.в.}},$$

$$q_{\text{тр}} = (1922,37 + 133) \cdot 0,95 = 2055 \frac{\text{Н}}{\text{м}}, \quad (2.71)$$

где q_m нагрузка от собственного веса металла трубы;

$$q_m = \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{\text{вн}}^2), \quad (2.72)$$

$$q_m = 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,720^2 - 0,702^2) = 1750 \frac{\text{Н}}{\text{м}};$$

$\gamma_m = 78500 \frac{\text{Н}}{\text{м}^3}$ удельный вес металла, из которого изготовлены трубы ($\gamma_m = 78500 \frac{\text{Н}}{\text{м}^3}$ для стали);

$q_{\text{из}}$ нагрузка от собственного веса изоляции;

$$q_{\text{из}} = (\delta_{\text{и.л.}} \cdot \rho_{\text{и.л.}} + \delta_{\text{об}} \cdot \rho_{\text{об}}) \cdot k_{\text{из}} \cdot \pi \cdot D_n \cdot g \cdot n_{\text{с.в.}}, \quad (2.73)$$

$$q_{\text{из}} = (1,26 \cdot 10^{-3} \cdot 1090 + 1,3 \cdot 10^{-3} \cdot 1055) \cdot 2,3 \cdot 3,14 \cdot 0,720 \cdot 9,81 \cdot 0,95 = 133 \frac{\text{Н}}{\text{м}};$$

$k_{\text{из}} = 2,3$ коэффициент, учитывающий величину нахлеста, при двухслойной изоляции (обертке);

$\delta_{\text{и.л.}} = 1,26$ мм толщина изоляционной ленты, для изоляционной ленты марки «Полилен МВ»;

$\rho_{\text{и.л.}} = 1090 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ плотность изоляционной ленты, для марки «Полилен МВ»;

$\delta = 1,3$ мм толщина обертки, для марки «Полилен О»;

					2 Расчетная часть	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$\rho_{об} = 1055 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ плотность обертки, для марки «Полилен О»;

$g = 9,81 \frac{\text{м}}{\text{с}^2}$ — ускорение свободного падения.

2.6.1 Горизонтальная и вертикальная составляющая воздействия внешних нагрузок на единицу длины трубопровода

$$P_x = C_x \cdot \frac{\gamma_в}{2g} \cdot v^2 \cdot D_{н.у.}, \quad (2.76)$$

$$P_x = 1 \cdot \frac{1,05 \cdot 10^4}{2 \cdot 9,81} \cdot 0,54^2 \cdot 0,73024 = 113,33 \frac{\text{Н}}{\text{м}};$$

$$P_y = C_y \cdot \frac{\gamma_в}{2g} \cdot v^2 \cdot D_{н.у.}, \quad (2.77)$$

$$P_y = 0,66 \cdot \frac{1,05 \cdot 10^4}{2 \cdot 9,81} \cdot 0,54^2 \cdot 0,73024 = 74,79 \frac{\text{Н}}{\text{м}};$$

$C_{\square_x} = 1,0$; $C_{\square_y} = 0,66$ коэффициенты для офутерованных труб;

При укладке подводных трубопроводов необходимо производить проверку устойчивости трубы против смятия под действием внешнего гидростатического давления воды по формуле:

$$\delta_n = \sqrt[3]{\frac{D_{\square_{cp}}^3 \cdot \gamma_в \cdot (h_в + h_о)}{2 \cdot E}}, \quad (2.80)$$

где $D_{\square_{cp}}$ — средний диаметр трубы:

$$D_{\square_{cp}} = D_n - \delta_n,$$

$h_в$ — глубина водоема = 3,8 м;

$h_о$ — глубина заложения трубопровода до верхней образующей = 2,52 м

$$\delta_n = 9 \text{ мм} \geq \sqrt[3]{\frac{0,709^3 \cdot 1,05 \cdot 10^4 \cdot (3,8 + 2,52)}{2 \cdot 2,1 \cdot 10^{11}}} = 8,8 \text{ мм};$$

$\delta_n = 9 \text{ мм} > 8,8 \text{ мм}$, следовательно, устойчивость трубы против смятия обеспечивается.

					2 Расчетная часть	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.7 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ БАЛЛАСТИРОВКИ

Применяем чугунные грузы массой груза $m_6=1100$ кг, $R_{\square_1}=480$ мм, $R_{\square_2}=415$ мм, $R_3=310$ мм, $A=485$ мм, $M=960$ мм.

Нормативный вес балластировки на обводненном участке

$$q_{\text{бал.в.}}^H = \frac{1}{n_{\delta}} \cdot \left(k_{\text{н.в.}} \cdot q_{\text{в}} + q_{\text{изг}} + P_y + \frac{P_x}{k} - q_{\text{тр}} - q_{\text{доп}} \right), \quad (2.81)$$

где n_{δ} коэффициент надежности по нагрузке;

$k_{\text{н.в.}}$ - коэффициент надежности против всплытия;

$q_{\text{в}}$ - расчетная выталкивающая сила воды;

$q_{\text{изг}}$ - расчетная нагрузка, обеспечивающая упругий изгиб трубопровода соответственно рельефу;

k - коэффициент трения трубы о грунт при поперечных перемещениях,

$k = 0,55$ – для гравелистого грунта.

где $q_{\text{доп}}$ расчетная нагрузка от веса продукта $\left(q_{\text{доп}} = 296 \frac{H}{M} \right)$;

$$q_{\text{бал.в.}}^H = \frac{1}{1} \cdot \left(1,15 \cdot 4393,25 + 103,06 + 74,79 + \frac{206,05}{0,55} - 2055 - 296 \right) = 3085,14 \frac{H}{M}$$

2.6.3. Вес балластировки в воздухе

$$q_{\text{бал}}^H = q_{\text{бал.в.}}^H \cdot \frac{\gamma_{\text{б}}}{\gamma_{\text{б}} - \gamma_{\text{в}} \cdot k_{\text{н.в.}}}, \quad (2.82)$$

$$q_{\text{бал}}^H = 3085,14 \cdot \frac{7,025 \cdot 10^4}{7,025 \cdot 10^4 - 1,05 \cdot 10^4 \cdot 1,15} = 4082,94 \frac{H}{M};$$

$\gamma_{\text{б}}$ удельный вес материала пригрузки, $\gamma_{\text{б}} = 7,025 \cdot 10^4 \frac{H}{M^3}$;

$\gamma_{\text{в}}$ ПЛОТНОСТЬ ВОДЫ.

Расстояние между грузами:

$$l = \frac{m_6 \cdot (\gamma_{\text{б}} - \gamma_{\text{в}})}{q_{\text{бал}} \cdot \gamma_{\text{б}}}, \quad (2.83)$$

$$l_1 = \frac{11000 \cdot (70250 - 10500)}{3085,14 \cdot 70250} = 3,03 \text{ м.}$$

					2 Расчетная часть	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Количество грузов:

$$n = \frac{L}{l}, \quad (2.84)$$

где L - длина участка ($L_1 = 120 \text{ м}$).

$$n_1 = \frac{120}{3,03} = 39,6.$$

Понадобится 40 комплектов.

2.7.2 Определение параметров балластировки для заболоченного участка

Применяем железобетонные грузы УБО-3. Общая масса груза $Q_{\Gamma} = 3346 \text{ кг}$, удельный вес материала пригрузки $\gamma_6 = 2,3 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3$.

Величина балластировки в воде:

$$q_{\text{бал.в}}^H = \frac{1}{n_6} \cdot (\kappa_{\text{н.в.}} \cdot q_{\text{в}} + q_{\text{изг}} - q_{\text{тр}} - q_{\text{доп}}); \quad (2.85)$$

$$q_{\text{бал.в}}^H = \frac{1}{0,9} \cdot (1,05 \cdot 4393,25 + 103,06 - 2055 - 296) = 2661,5 \text{ Н/м}.$$

Величина балластировки в воздухе:

$$q_{\text{бал}}^H = q_{\text{бал.в}}^H \cdot \frac{\gamma_6}{\gamma_6 - \gamma_{\text{в}} \cdot \kappa_{\text{н.в.}}}; \quad (2.86)$$

$$q_{\text{бал.в}}^H = 2661,5 \cdot \frac{2,3 \cdot 10^4}{2,3 \cdot 10^4 - 1,05 \cdot 1,15 \cdot 10^4} = 5603,15 \text{ Н/м}.$$

Средний объем грузов $V_{\Gamma} = 1,46 \text{ м}^3$;

Расстояние между грузами:

$$l_2 = (Q_{\Gamma} \cdot g - \gamma_{\text{в}} \cdot V_{\Gamma}) / q_{\text{бал.в}}^H; \quad (2.87)$$

$$l_2 = \frac{(3346 \cdot 9,81 - 1,15 \cdot 10^4 \cdot 1,46)}{2661,5} = 6,02 \text{ м}.$$

Количество грузов:

$$n = \frac{L}{l};$$

					2 Расчетная часть	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данном разделе произведен расчет стоимости прокладки нефтепровода ПСП «Конданефть» - ЛПДС «Демьянское», рассчитан трехэтапный процесс (разработка траншеи – спуск трубы – засыпка), расчет затраченных материалов и техники при сооружении этого участка.

Длина прокладываемого напорного нефтепровода ПСП «Конданефть» - ЛПДС Демьянское составляет 5,2 км. Прокладку трубопровода будет подземная в условиях заболоченной местности с глубиной залегания 0,8 м. и диаметром 325*9 мм. Плановая скорость прокладки трубы 1,08 км/день. Работы при прокладке напорного нефтепровода ПСП «Конданефть» - ЛПДС Демьянское будем вести круглосуточно в 2 смены по 12 часов.

Общее время выполнения монтажа трубопровода

$$T_{\text{общ}} = \frac{L_{\text{общ}}}{V_{\text{монт}}} = \frac{5,2}{1,08} \approx 22 \text{ дней}, \quad (5.1)$$

где $L_{\text{общ}}$ – длина прокладываемого трубопровода, км;

$V_{\text{монт}}$ – плановая скорость прокладки трубы, км/день.

3.1 Потенциальные потребители результатов реализации проекта

Для анализа потребителей результатов реализации проекта необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка.

В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками. где L длина участка ($L_1=135 \text{ м}$).

$$n = \frac{135}{6,02} = 22 \text{ комплекта.}$$

					<i>Технология проведения пролведения капитального ремонта подводного перехода через р.Шуделька магистрального нефтепровода «Александровское — Анжеро Судженск.</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Колесников П.В.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев .Л.					96	130
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга).

Для данного проекта конечным потребителем является – ПАО «Транснефть»

Размер предприятия важен, так как в крупных компаниях чаще внедряют новые технологии, так как в дальнейшем они могут окупить риски внедрения.

Сегментирование рынка предоставляемых услуг для крупных и средних нефтегазодобывающих предприятий.

Транспорт нефти — ПАО «Транснефть»

3.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянной динамике. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, а также реализацию проектов, чтобы успешнее конкурировать со своими конкурентами. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку

					3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

сравнительной эффективности научной разработки с проектом 2, проектом 3. Будем проводить данный анализ с помощью карты, представленной в таблице 3.

Таблица 3 Оценочная карта для сравнения конкурентных решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		проект	Кон-т 1	Кон-т 2	проект	Кон-т 1	Кон-т 2
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Способствует росту производительности труда	0.1	5	4	5	0.5	0.4	0.5
2. Удобный в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0.06	5	4	4	0.3	0.24	0.24
3. Коррозиестойчивый	0.05	4	4	3	0.2	0.2	0.15
4. Энергосберегающий	0.1	4	5	3	0.4	0.5	0.3
5. Надежный	0.1	5	4	4	0.5	0.4	0.4
6. Безопасный	0.1	4	4	4	0.4	0.4	0.4
7. Простота эксплуатации	0.06	4	4	5	0.24	0.24	0.3
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0.07	4	4	3	0.28	0.28	0.21
2. Уровень проникновения на рынок	0.06	1	4	4	0.06	0.24	0.24
3. Цена	0.1	4	1	3	0.4	0.1	0.3
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0.2	5	4	3	1	0.8	0.6
Итого	1	45	42	41	4.28	3.8	3.64

3.3 Подбор основного оборудования для прокладки напорного нефтепровода

Для экономии времени работы по разработке траншеи и монтаж трубопровода будет проводить параллельно.

Подбор оборудования для разработки траншеи.

Для разработки траншеи обычно используются одноковшовые экскаваторы. Скорость разработки траншеи одноковшовым экскаватором колеблется от 5м/ч до 30м/ч в зависимости от грунта, процент промерзания и т.д. В нашем случае примем $V_{разр.} = 15$ м/ч.

Расчетный период разработки траншеи, должен вестись одновременно с прокладкой трубопровода. Для обеспечения разработки $L=1080$ метров траншеи в сутки необходимо использовать:

$$n_{экск} = \frac{L}{V_{разр.} \cdot 24}, \text{ ед.} \quad (5.2)$$

$$n_{экск} = \frac{1080}{15 \cdot 24} = 3 \text{ ед.}$$

Кроме этого нам потребуется, трубоукладчики для заноса плети в траншею. Скорость одного трубоукладчика $V_{укл.} = 50$ м/ч.

$$n_{труб} = \frac{L}{V_{укл.} \cdot 24}, \text{ ед.} \quad (5.3)$$

$$n_{труб} = \frac{1080}{50 \cdot 24} = 0,9 \approx 1 \text{ ед.}$$

Для засыпки траншеи потребуется одноковшовые экскаваторы. Скорость засыпки $V_{зас.} = 25$ м/ч

$$n_{экск} = \frac{L}{V_{зас.} \cdot 24}, \text{ ед.} \quad (5.4)$$

$$n_{экск} = \frac{1080}{25 \cdot 24} = 1,8 \approx 2 \text{ ед.}$$

Таблица 5.1 – Требуемое основное оборудование

Объект	Вид работ	Количество, ед.
Экскаватор	Разработка и засыпка траншеи для напорного нефтепровода.	5
Трубоукладчик	Занос плети в траншею	1

3.4 Затраты на амортизационные отчисления и прочие расходы

Затраты определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации для экскаватора и трубоукладчика выбираем согласно Приказ Минфина России от 30.03.2001 №26н (ред. от 16.05.2016) «Об утверждении Положения по бухгалтерскому учету «Учет основных средств» ПБУ 6/01 (Зарегистрировано в Минюсте России 28.04.2001 № 2689). Выбираем значения норм в процентах в зависимости от объема разработки. Расчет амортизационных отчислений сведен в таблицу 3.2

Таблица 3.2 – Расчет амортизационных отчислений

Объект	Стоимость (руб.)	Норма амортизации (%)	Норма амортизации в год (руб.)	Норма амортизации в час (руб.)	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Экскаватор	9700000	12,5	1212500	138,413	2	528	365410,3
Трубоукладчик	2000000	10,0	2000000	1030,822	1	528	120547,9
Итого	485958,2 руб.						

3.5 Подбор вспомогательной спецтехники

Рассчитаем число трубовозов для транспортировки до места строительства.

Определим среднее расстояние до места прокладки:

$$S_{\text{ср}} = \frac{S_{\text{нач}} + S_{\text{кон}}}{2} = \frac{30 + 53,8}{2} = 41,9 \text{ км}, \quad (5.5)$$

где $S_{\text{нач}}$ – расстояние до места начала прокладки базы хранения труб;

$S_{\text{кон}}$ – расстояние до конечной точки строительства от базы хранения труб.

					3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

Для транспортировки возьмем трубовоз на базе урала грузоподъемностью 12,5 тонн ($Q_{\text{труб}}$).

Скорость движения трубовоза полного – 30 км/ч, пустой – 45 км/ч.

Время прохождения до базы хранения:

$$t_{\text{путь}} = \frac{S_{\text{ср}}}{0,5 \cdot (U_{\text{пуст}} + U_{\text{полн}})} = \frac{41,9}{0,5(30+45)} = 1,12 \text{ ч}, \quad (5.6)$$

где $U_{\text{пуст.}}$ – скорость пустого трубовоза, идущего на базу хранения труб;

$U_{\text{полн.}}$ – скорость трубовоза, идущего в район прокладки.

Для определения количества труб $n_{\text{тр.}}$, погружаемых на трубовоз определим вес стальной трубы по формуле:

$$W_{\text{тр}} = L_{\text{тр}} \cdot q \quad (5.7)$$

где $L_{\text{тр}}$ – длина трубы, м;

q – вес 1 метра трубы в кг. (для трубы с толщиной стенки 9 и диаметром 426 мм значение будет равно 92,56 кг)

$$W_{\text{тр}} = 12 \cdot 92,56 = 1,111 \text{ т.}$$

Входное количества труб:

$$n_{\text{тр.}} = \frac{Q_{\text{труб}}}{W_{\text{тр}}} = \frac{12,5}{1,111} = 11 \text{ тр.} \quad (5.8)$$

Время, затрачиваемое на операцию разгрузки-погрузки:

$$t_{\text{погр.}} = n_{\text{тр.}} t_{\text{тр.}}, \quad (5.9)$$

где $t_{\text{тр.}}$ – скорость погрузки–разгрузки 1 трубы, в среднем будем брать – 0,5 тр/мин.

$$t_{\text{погр.}} = 11 \cdot 0,5 = 22 \text{ мин} = 0,37 \text{ ч.}$$

Время одного цикла трубовоза, включающего в себя одну разгрузку в месте прокладки, загрузку трубами на базе хранения и езда по дороге от базы хранения до места прокладки и обратно составит:

$$T_{\text{цикл.}} = 2 \cdot (t_{\text{погр.}} + t_{\text{путь}}), \quad (5.10)$$

$$T_{\text{цикл.б}} = 2 \cdot (1,12 + 0,37) = 2,98 \text{ часа}$$

					3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Скорость строительства напорного нефтепровода, $V_{\text{монт}} = 1080$ м/сутки. Запас труб, перевозимых трубовозом:

$$Q_{\text{тр}} = l_{\text{тр}} \cdot n_{\text{тр}}, \text{ м} \quad (5.11)$$

$$Q_{\text{тр}} = 12 \cdot 11 \cdot 8 = 1056 \text{ м.}$$

Необходимое количество трубовозов:

$$n_{\text{трубов.}} = \frac{V_{\text{монт}}}{Q_{\text{тр}}}, \text{ шт.}; \quad (5.12)$$

$$n_{\text{трубов.}} = \frac{1080}{1056} = 1,023 \text{ ед.}$$

Требуемое количество трубовозов – 2 ед.

Для перевоза людей посчитаем требуемое количество техники УАЗ-3741. Количество пассажирских мест в нем 5. Человек в смене: 1 мастер, 3 трубопроводчика, 3 слесаря, 1 сварщик, 5 водителей экскаваторов, 1 водитель трубоукладчика.

$$n_{\text{чел}} = 1+3+3+1+5+1 = 14 \text{ чел.};$$

$$n_{\text{уаз}} = n_{\text{чел}}/5 = 2,8 \approx 3 \text{ ед,} \quad (5.13)$$

где $n_{\text{чел}}$ – количество людей в смене;

$n_{\text{уаз}}$ – количество уаз-3741.

Вся вспомогательная техника берется в аренду, поэтому необходимо рассчитать затраты на аренду имущества и на период строительства длительностью – 22 дней. Стоимость аренды:

Трубовоз на базе урала – 36000 руб/сутки.

УАЗ-3741 – 2400 руб/сутки;

Стоимость аренды указана в таблице 5.3 за весь период монтажа.

Таблица 3.3 – Затраты по договору аренды.

Аренда техники	Количество	Арендная плата, руб/сут.	Всего, руб
Трубовоз на базе урала	2	36000	1584000
УАЗ-3741	3	2400	158400
Итого			1742400

3.6 Расчет объемов и стоимости материалов, необходимых для строительства напорного нефтепровода

При строительстве напорного трубопровода расходными материалами являются: электроды УОНИ-13/45 и УОНИ-13/65 для сварки труб в нитку, рулонный армированный материал «РАМ», грунт для засыпки траншеи (при обычном способе заглубления)

Определяем необходимое количество электродов, УОНИ-13/45 идут на корень – 30% стыка, а УОНИ-13/65 – на заполнение, 70 %. Определяем длину свариваемого стыка трубы:

$$L_{\text{стык}} = 2 \cdot \pi \cdot r_{\text{т}} \cdot \text{м}, \quad (5.14)$$

где $r_{\text{т}}$ – радиус трубы, 426 мм.

$$L_{\text{стык}} = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,426 = 2,675 \text{ м.}$$

Норма электродов типа УОНИ на 1 стык составит:

$$Q_{\text{эл}} = L_{\text{стык}} \cdot W_{\text{эл}}, \quad (5.15)$$

где $W_{\text{эл}}$ – норма расхода электродов на 1 м трубы.

Этот тип электродов относится к четвертой группе, с коэффициентом расхода 1,7. Норма на 1 м шва при толщине стенки 9 мм – 2,52 кг.

$$Q_{\text{эл}} = 2,675 \cdot 2,52 = 6,741 \text{ кг,}$$

Количество труб требуемого для прокладки напорного нефтепровода:

$$Q_{\text{труб}} = \frac{L_{\text{общ}}}{l_{\text{шт}}}, \quad (5.16)$$

где $l_{\text{шт}}$ – стандартная длина трубы, 12 м.

$$Q_{\text{труб}} = \frac{5200}{12} = 433,3 \approx 434 \text{ шт.}$$

Необходимое количество электродов по всей длине трассы:

$$Q_{\text{эл.общ}} = (n_{\text{труб}} - 1) \cdot Q_{\text{эл}} = (434 - 1) \cdot 6,741 = 2918 \text{ кг} \quad (5.17)$$

Стоимость электродов 4 мм марки УОНИ-13/45 ЛЭЗ – 80790 руб/т, 4 мм марки УОНИ-13/65 ЛЭЗ – 89740 руб./т. Стоимость УОНИ-13/45:

$$C_{\text{уони45}} = Q_{\text{эл.общ}} \cdot 40 \% \cdot 80790 = 2918 \cdot 0,4 \cdot 80790 = 94300 \text{ руб.} \quad (5.18)$$

					3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Общая стоимость УОНИ-13/65:

$$C_{\text{уони65}} = Q_{\text{эл.общ}} \cdot 60 \% \cdot 89740 = 2918 \cdot 0,6 \cdot 89740 = 157117 \text{руб.} (5.19)$$

Стоимость всех электродов:

$$C_{\text{эл.общ}} = C_{\text{уони45}} + C_{\text{уони65}} = 94300 + 157117 = 251417 \text{руб.} (5.20)$$

Чтобы не создавать очаг развития коррозии необходимо после сварки стыка трубопровода заизолировать это место путем намотки рулонного армированного материала «РАМ». На стык трубопровода требуется однослойная намотка рулона «РАМ». Охват стыка составляет $L_{\text{стык}} - 2,675 \text{ м.}$, следовательно, на 1 стык требуется:

$$L_{\text{рам}} = 1 \cdot L_{\text{стык}} = 1 \cdot 2,675 = 2,675 \text{ м.} (5.21)$$

Армированная изоляция продается рулонами по $l_{\text{рам}} - 60 \text{ м.}$ и весом в $m_{\text{рам}} - 50 \text{ кг.}$ Стоимость одного рулона $C_{\text{рул}} - 10439 \text{ руб.}$ Требуемое количество рулонов:

$$Q_{\text{рам}} = \frac{(Q_{\text{труб}} - 1) \cdot L_{\text{рам}}}{l_{\text{рам}}} = \frac{(434 - 1) \cdot 2,675}{60} = 20 \text{рул.} (5.22)$$

Стоимость изоляции:

$$C_{\text{общ.рам.}} = Q_{\text{рам}} \cdot C_{\text{рул}} = 20 \cdot 10439 = 208780 \text{руб.} (5.23)$$

Согласно каталогу трубозаготовительного комбината НН, цена одной трубы – 38000 р.

Стоимость всей нитки напорного нефтепровода:

$$C_{\text{труб}} = Q_{\text{труб}} \cdot C_{\text{труб}} = 434 \cdot 38000 = 16492000 \text{млн. руб.} (5.24)$$

Таблица 3.4 – Затраты на материалы

Материал	Стоимость, руб.
Изоляционный рулон	208780
Электроды УОНИ-13/45	94300
Электроды УОНИ-13/65	157117

Труба 426x9	16492000
Итого	2 109 397

Таблица 3.5 – Затраты топлива для оборудования и техники

Наименование	Время работы (ч) в сутки	Расход топлива (л/ч)	Цена 1 л. (руб.)	Затраты на топливо за все время руб.
Экскаватор (5)	24	Д/т,15	35,4	1362240
Трубоукладчик (1)	24	Д/т,18		336442
Трубовоз (2)	12	Д/т, 20		389400
УАЗ-3741(3)	6	Д/т, 15		210276
Итого				2298358

3.7 Затраты на оплату труда

Расчет суммы, начисленной по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда.

					3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

С учетом доплат и надбавок рассчитаем необходимые для прокладки напорного нефтепровода затраты на заработную плату работников, занесем результаты в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Расчет затрат на ЗП работников

	Мастер	Слесарь	Трубопроводчик	Сварщик	Водитель экскаватора и трубоукладчика	Водитель трубовоза и Уаз-3741
Часовая тарифная ставка	250	130	125	170	110	85
Районный коэффициент, руб.	375	195	187,5	255	165	127,5
Доплата за вредность, руб.	287,5	149,5	143,75	195,5	126,5	97,75
Время нахождения в пути, руб.	275	143	137,5	187	121	93,5
Вахтовый метод работы, руб.	275	143	137,5	187	121	93,5
Итого, руб./час	1462,5	760,5	731,25	994,5	643,5	497,25
Время работы	264	264	264	264	264	120
Итого, руб. за работу 1-го работника	386100	200772	193050	262548	169884	59670

Таблица 3.7 – Расчет общей суммы затрат на оплату труда

Количество	2	6	6	2	10	2	4	6	
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение									
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					Лист
									106

во работник ов								
Итого, руб.	772200	1204632	1158300	525096	1698840	339768	238680	358020
Общая сумма ЗП	6295536 руб							

3.8 Линейный календарный график выполнения работ

Рассмотрим пример формирования линейного графика выполнения работ для прокладки напорного нефтепровода. Вахта работает тридцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем тридцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Исполнительная бригада состоит из 2 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

- Мастер - 2 чел.
- Трубопроводчик - 3 чел.
- Слесарь - 3 чел.
- Сварщик - 1 чел.
- Машинист экскаватора - 5 чел.
- Машинист трубоукладчика - 1 чел.
- Водитель трубовоза - 2 чел.
- Водитель а/м УАЗ-3741 - 3 чел

Монтажные работы согласно календарного плана составляют 528 часов или 22 суток.

					3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

Линейный календарный график проведения работ по строительству напорного нефтепровода ПСП «Конданефть» - ЛПДС Демьянское приведен в таблице 5.8.

Таблица 3.8 – Линейный календарный график проведения работ по строительству напорного нефтепровода



3.9 Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования представлены в таблице 5.9. Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс VIII с тарифом 0,9 для производства общестроительных работ по прокладке местных трубопроводов.

					3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

	Мастер	Слесарь	Трубопроводчик	Сварщик	Водитель экскаватора	Водитель трубоукладчика	Водитель трубопровода	Водитель Уаз - 3741
Количество работников	2	3	3	1	5	1	2	3
ЗП, руб.	772200	1204632	1158300	525096	1698840	339768	238680	358020
ФСС (2,9%)	22393,8	34934,3	33590,7	15227,8	49266,4	9853,3	6921,7	10382,6
ФОМС (5,1%)	39382,2	61436,2	59073,3	26779,9	86640,8	17328,2	12172,7	18259
ПФР (22%)	169884	265019	254826	115521,1	373744,8	74749	52509,6	78764,4
Страхование от несчастных случаев (тариф 0,9%)	15289,56	23851,7	22934,34	10396,9	33637	6727,4	4725,9	7088,8
Всего, руб.	246949,6	385241,3	370424,3	167925,7	543289	108658	76329,9	114494,8
Общая сумма, руб.	2013312							

Таблица 3.10 – Расчет страховых взносов в государственные внебюджетные фонды

Все рассчитанные показатели можно свести в общую таблицу расходов, которая представлена ниже (таблица 3.11).

Таблица 3.11 – Общая сумма затрат при прокладке напорного нефтепровода

№	Расходы	Стоимость (руб.)	Источник
1	Амортизационные отчисления	485958,2	Таблица 5.2
2	Затраты на аренду имущества	1742400	Таблица 5.3
3	Затраты на материалы	2109397	Таблица 5.4
4	Затраты на топливо	2298358	Таблица 5.5
5	Оплата труда	6295536	Таблица 5.8
6	Страховые взносы	2013312	Таблица 5.9
7	Всего затрат	88565936,2	
8	Накладные расходы (15%)	13284890,4	
9	Итого	26487451,4	

3.10 Формирование бюджета затрат выполнения работ

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на выполнение работ приведено в таблице 5.12.

Таблица 5.12 - Бюджет затрат выполнения работ

Наименование статьи	Сумма, руб. (исполнение 1)	Сумма, руб. (исполнение 2)	Сумма, руб. (исполнение 2)
Материальные затраты	2109397	2129397	2139397
Специальное оборудование	1742400,0	0,0	0,0
Основная заработная плата	6295536,0	8742239,0	8742239,0
Дополнительная заработная плата	114160,5	139289,3	139289,3
Страховые взносы	2013312,0	2115987,3	2115987,3
Накладные расходы	13284890,4	21198278,7	22388850,6
Итого:	26487451,4	26687451,4	26787451,4

Бюджет затрат на прокладку напорного нефтепровода по первому варианту составил 26487451,4 рублей, что ниже затрат по второму и третьему варианту. Наибольшие затраты приходятся на приобретение технологического транспорта и спец. техники.

3.11 Определение ресурсной эффективности выполнения проекта

Определение эффективности происходит определения показателя ресурсоэффективности.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i,$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 5.13 - Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности пользователя труда	0.2	5	4	2
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0.25	5	3	2
3. Коррозиестойчивость	0.1	5	3	3
4. Энергосбережение	0.15	4	3	3
5. Надежность	0.1	4	4	4
6. Материалоемкость	0.2	4	4	4
ИТОГО:	1	27	21	18

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$Ip - ucn1 = 0,2 \cdot 5 + 0,25 \cdot 5 + 0,1 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 = 4,55.$$

$$Ip - ucn2 = 0,2 \cdot 4 + 0,25 \cdot 3 + 0,1 \cdot 3 + 0,15 \cdot 3 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 = 3,5.$$

$$Ip - ucn3 = 0,2 \cdot 2 + 0,25 \cdot 2 + 0,1 \cdot 3 + 0,15 \cdot 3 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 = 2,85.$$

В ходе выполнения данного раздела выпускной квалификационной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения. Таким образом, для прокладки нового напорного нефтепровода ПСП «Конданефть» - ЛПДС Демьянское необходимо 26487451,4 руб.

					3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4 Социальная ответственность

Объект исследования: Рабочей зоной являются напорный нефтепровод, которые соединяют между собой ПСП «Конданефть» и ЛПДС «Демьнское». Тип прокладки трубопровода – в траншее болотистого участка. Вся рабочая зона находится под охраной. На территории объекта находятся металлические ограждения, знаки, обозначающие опасный производственный объект, схема объекта, его название и предприятие обслуживающее данный объект. На рабочую зону допускается только уполномоченный персонал компании.

4.1 Производственная безопасность

4.1.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования

Вредные и опасные производственные факторы, возникающие при проведении обслуживании напорных нефтепроводов, приведены в таблице 6.1 [30].

Таблица 6.1 – опасные и вредные факторы при обслуживании напорного нефтепровода

Наименование работ	видов	Факторы		Нормативные документы
		Вредные	Опасные	
Строительство нефтепровода.		1. Повышенный шум; 2. Вредные вещества; 3. Недостаток естественного света; 4. Отклонение показателей климата;	1. Механические травмы при основных видах работ; 2. Пожаровзрывоопасные; 3. Взрывоопасность;	РД 153-39.4-114-01 [28] РД-13.100.00-КТН-306-09 [38] РД 13.100.00-КТН-225-06 [39]

					Технология проведения пролведения капитального ремонта подводного перехода через р.Шуделька магистрального нефтепровода «Александровское — Анжеро Судженск.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Колесников П.В.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев .Л.					114	130
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

4.1.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникать на рабочем месте при проведении исследований.

Вредными производственными факторами называются факторы, отрицательно влияющие на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

Повышенный шум.

Источниками шума являются звуки, вызванные в результате производственной деятельностью мотопомпы, автомобилями, экскаваторами, бульдозерами, привлеченными для необходимых работ обслуживанию напорного нефтепровода. Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и нервную систему.

Громкость ниже 80 дБАобычно не влияет на органы слуха.

Длительное действие шума > 85 дБА в соответствии с нормативными документами СН 2.2.4/2.1.8.562-96 и ГОСТ 12.1.003-83, приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления.

Условия труда по шумовому фактору соответствует допустимым (СОУТ)

Вредные вещества.

Источником утечки токсичных и вредных веществ является поврежденный напорный нефтепровод.

Действие аварийного разлива нефти на человека определяется влиянием на дыхательную систему человека и на многие другие органы и системы организма, т.е. вызывает головокружение и тошноту, острые и хронические отравления, развиваются вегетативные расстройства, расстройства нервной системы, бессонница, мышечные судороги и т.д.

Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны приведены в таблице 6.2 [34].

При попадании углеводородов в жидкой фазе оказывает пагубное влияние на кожу, вызывая дерматиты и экземы.

					4 Социальная ответственность	Лист
						115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 6.2 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ

№ п/п	Наименование	Агрегатное состояние	Класс опасности	Характеристика токсичности	Предельно допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений, мг/м ³
1	Нефть	жидкость	3	Наркотический нервный яд	10
2	Нефтяной газ	газ	4	Наркотический яд, учащается пульс, увеличивается объем дыхания, ослабляется внимание	300

Условия труда по вредному фактору соответствует допустимым (СОУТ)

Отсутствие или недостаток естественного света.

Обслуживание напорного нефтепровода непрерывно не зависимо от времени суток и времени года. Освещенность необходима для обеспечения нормальных условий работы на открытых площадках. В темное время суток используется искусственное освещение. Условия труда по световому фактору соответствует допустимым (СОУТ)

Отклонение параметров климата.

Климат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления. Максимальная температура для ХМАО составляет + 40 °С, минимальная – 50 °С.

Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека.

Механические травмы при основных видах работ.

При строительстве нефтепровода возможность получения механических травм высока. Это может быть падение тяжелого предмета, порезы, ушибы. Повреждения могут быть разной степени тяжести вплоть до летального исхода. Для предотвращения повреждений необходимо соблюдать технику безопасности [28].

Таблица 4.3 – Предельно допустимые значения интенсивности теплового излучения

Степень поражения	Интенсивность, кВт/м ²
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2
Непереносимая боль через 20—30 с Ожог 1-й степени через 15—20 с Ожог 2-й степени через 30—40 с	7,0
Воспламенение хлопка-волокна через 15 мин Непереносимая боль через 3—5 с Ожог 1-й степени через 6—8 с Ожог 2-й степени через 12—16 с	10,5
Воспламенение древесины с шероховатой поверхностью (влажность 12 %) при длительности облучения 15 мин	12,9

Взрывоопасность.

В процессе испарения разлившихся нефтепродуктов образуется облако топливно-воздушной смеси (ТВС). Наличие источника зажигания в пределах облака ТВС может повлечь за собой воспламенение и взрыв облака ТВС. Таким образом, необходимо убрать источники искрообразования с рабочей зоны. Предельно допустимые значения избыточного давления представлены в таблице 4.4 [35].

Таблица 4.4 – Предельно-допустимые значения избыточного давления

Степень поражения	Избыточное давление, кПа
50 %-я вероятность разрыва барабанной перепонки	103
Полное разрушение зданий	100
50 %-ное разрушение зданий	53
Нижний порог разрыва барабанной перепонки	34,5
Средние повреждения зданий	28
Умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.)	12
Нижний порог повреждения человека волной давления	5

4.1.3 Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов

Повышенный шум.

Основные методы борьбы с шумом:

- Средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;
- Соблюдение режима труда и отдыха;
- Коллективные средства защиты: укрытие источников шума в кожухи, кабины, создание шумозащищенных зон, применение малошумных технологических процессов и машин, оснащение шумных машин средствами дистанционного управления и автоматического контроля и т.д.

Вредные вещества.

Основные методы борьбы с токсическим влиянием паров нефти на человека:

- Средства индивидуальной защиты (СИЗ): противогазы, респираторы;
- Соблюдение техники безопасности;
- Соблюдение режима труда и отдыха.

Отсутствие или недостаток естественного света.

Средства нормализации освещения рабочих мест – искусственное освещение – при работах в ночное время. В ночное время освещение должно осуществляться прожекторами или светильниками во взрывобезопасном исполнении.

					4 Социальная ответственность	Лист
						118
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для местного освещения необходимо применять светильники напряжением не более 12 В, или аккумуляторные фонари (включать и выключать их следует за пределами взрывоопасной зоны).

Отклонение параметров климата.

Работающие в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами. Делать непродолжительные перерывы в работе с согреванием в теплом месте. Продолжительность зависит от температуры воздуха и скорости ветра. При температуре воздуха -40°C (минус сорок) и ниже необходима защита органов дыхания и лица.

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

Механические травмы при основных видах работ.

Организационные и технические меры по обеспечению безопасности, применяемые средства коллективной и индивидуальной защиты, режим проведения работ, а также по оборудованию мест отдыха, приема пищи и санитарно–гигиенических норм до начала работ:

- Оформить наряд–допуск на проведение работ повышенной опасности;
- Провести внеплановый инструктаж всем членам бригады по выполнению работ повышенной опасности, а также по правилам поведения во взрыво и пожароопасной обстановке и других опасных условиях и обстоятельствах с росписью в журнале инструктажей на рабочем месте и наряд-допуске;
- Установить наличие и обозначить знаками расположение всех коммуникаций в радиусе проведения работ;
- Проверить исправность используемого оборудования.

На весь период работ в зоне производства работ ограничить доступ лиц, не задействованных в производстве работ. Весь персонал, задействованный в работах, должен находиться в спецодежде [28].

					4 Социальная ответственность	Лист
						119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Пожароопасность.

На месте производства работ устанавливается противопожарный режим. Места для курения разрешается устраивать на расстоянии, не ближе 300 м от места производства работ.

Автомобили, спецтехника, оборудование и механизмы, а также технические средства, не используемые при работе, следует расположить за территорией проведения работ. Выхлопные трубы от двигателей внутреннего сгорания машин и механизмов должны быть оборудованы искрогасителями.

После прибытия пожарной части руководитель тушения пожара делает выбор способов и приемов прекращения горения, которое зависит от обстановки на пожаре, а также от наличия технических средств подачи огнетушащих веществ.

Основными огнегасительными веществами тушения пожаров нефтепродуктов являются воздушно-механические пены. Огнетушащие порошковые составы применяют для тушения небольших проливов, локальных очагов горения на задвижках и фланцевых соединениях, а также в комбинации с пенными средствами (с применением порошковых огнетушителей на отдельных очагах горения) [28].

Взрывоопасность.

Для проведения замеров состояния воздушной среды должны использоваться газоанализаторы АНТ-2М предназначенные для определения предельно допустимых концентраций (ПДК) веществ в воздухе рабочей зоны (в весовых (мг/м³) или объемных величинах (% об.)).

Контроль воздушной среды проводится до и после выполнения всех подготовительных мероприятий, предусмотренных нарядом-допуском.

При выборе точек контроля необходимо учитывать место и характер проведения работ, а также метеорологические условия (температуру воздуха, направление и скорость ветра).

					4 Социальная ответственность	Лист
						120
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Результаты замеров заносятся в наряд-допуск и журнал контроля. Результаты анализа газовоздушной среды сообщаются ответственным лицам и заносятся в «Журнал контроля состояния воздушной среды».

4.2 Экологическая безопасность

4.2.1 Анализ возможного влияния объекта исследования на окружающую среду

При возникновении аварийной ситуации и локализации и ликвидации аварийного разлива нефти на напорном нефтепроводе происходит негативное воздействие на почвенно-растительный покров и рельеф местности [28]. Тип воздействия – механическое разрушение. Источниками воздействия являются: разрыв поверхности земли; земляные работы при разработке котлованов; создание временных отвалов грунта, при разработке котлована; передвижение техники; загрязнение отходами производства.

С разрушением почвенного покрова, а вместе с этим и ландшафта, нарушается круговорот веществ и энергии, изменяется газовый состав атмосферы, ухудшаются санитарно-гигиенические условия. Поэтому при разрушении почвенного покрова природной среде и человеку наносится экологический ущерб, причем в большей степени, чем экономический [28].

4.2.2 Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду

Строительство нефтепровода на приземный слой атмосферы будет связано с неорганизованными и организованными выбросами загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу. Выбросы являются неизбежными [28]. Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух являются:

- автотранспорт при перевозке строительных материалов, рабочих, питания;
- машины и механизмы;
- работы при резке трубы;
- сварочные работы;
- изоляционные работы.

При проведении ремонтных плановых или неплановых работ на нефтепроводе: 1) При выполнении сварочных работ при замене катушки в

					4 Социальная ответственность	Лист
						121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

атмосферу выделяется сварочный аэрозоль, в состав которого входят: железа оксид, марганец и его соединения, пыль неорганическая. 2) При осуществлении изоляционных работ выделяются: бензол, толуол, ксилол, этилбензол, углеводороды. 3) При резке трубы выделяется железа оксид, марганец и его соединения, диоксид азота, оксид углерода.

4.2.3 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Для снижения воздействия на поверхность земли необходимо выполнить следующие мероприятия: рекультивация нарушенных земель; для исключения разлива горюче-смазочных материалов (ГСМ) заправка техники должна осуществляться только на временной площадке с твердым покрытием; для исключения загрязнения территории отходами производства должно быть предусмотрена своевременная уборка мусора; запрещение использования неисправных пожароопасных транспортных и строительно-монтажных средств и т.д.; При выполнении вышеуказанных мероприятий воздействие на земельные угодья и растительность будет минимальным.

4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

4.3.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований

При строительстве нефтепровода могут произойти различные чрезвычайные ситуации: взрыв или возгорание паров нефти и нефтепродуктов, разрушение нефтепровода, вылет герметизаторов.

4.3.2 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований

При проведении работ по строительству нефтепровода может произойти чрезвычайная ситуация в виде падения в котлован техники.

4.3.3 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка действия в случае возникновения ЧС

Инженерно-технический персонал и рабочие, занятые в обслуживании напорных нефтепроводов, проходят обучение по своей специальности и правилам техники безопасности. Проверку знаний оформляют соответствующими документами согласно действующим отраслевым положениям о порядке проверки знаний норм, инструкций и правил, по охране труда. Вновь поступающие на работу допускаются к выполнению своих

					4 Социальная ответственность	Лист
						122
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

обязанностей после прохождения ими вводного инструктажа по технике безопасности и охране труда непосредственно на рабочем месте.

При производстве ремонтных работ на напорных нефтепроводах нужно строго соблюдать правила техники безопасности, руководствуясь нормативными документами. Все производственные инструкции предусматривают разделы по технике безопасности, которые составлены в соответствии с требованиями действующих правил для каждого конкретного условия с учетом специфики проводимых работ. С данными инструкциями знакомят технический и рабочих персонал, с выдачей на руки инструкций по профессиям.

Для предупреждения появления ЧС огневые работы на трубопроводе следует производить в соответствии с требованиями п.8 РД 39-00147105-015-98.

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

Планы ликвидации возможных аварий разрабатываются и рассматриваются специальной комиссией, включающую старшего диспетчера, начальника отдела эксплуатации, главного энергетика, главного механика, инженера по технике безопасности, начальника пожарной части, начальника аварийно-восстановительной службы, подписываются членами комиссии и утверждаются главным инженером.

Планы ликвидации возможных аварий должны разрабатываться в соответствии с наличием кадров и фактическим состоянием аварийной техники, линейной части трубопровода, подъездных путей. В случае

					4 Социальная ответственность	Лист
						123
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

изменения фактического состояния подъездных путей, аварийной техники, наличия кадров и т.д. в план в течение месяца должны быть внесены соответствующие дополнения и изменения.

К плану, находящемуся у диспетчера, прилагается оперативный журнал аварий. План ликвидации возможных аварий необходимо тщательно изучить всем инженерно-техническими работникам и членам бригады аварийной службы.

4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

4.4.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства

Строительство основных сооружений, устройств и оборудования напорных нефтепроводов должны производиться в соответствии с действующими нормативными документами.

Запорная арматура должна быть снабжена ограждёнными площадками обслуживания, надписями в виде номеров в соответствии с технологической схемой, а также указателями направления вращения на закрытие и положений «закрыто» и «открыто». Все подземные контактные соединения установки электрохимической защиты должны иметь надёжную и долговечную изоляцию.

Запрещается выполнение работ на токоведущих частях, находящихся под напряжением, независимо от его величины. Катодные станции и дренажные установки должны иметь ограждения, предупредительные надписи, плакаты, порядковые номера и закрываться на замок. Перед выходом на трассу линейный обходчик должен проверить исправность средств связи, взять с собой укомплектованную медицинскую аптечку, запас продуктов питания на одни сутки, термос с горячим чаем. Линейный обходчик должен одеть спецодежду и спецобувь в соответствии с погодными и местными условиями.

При нарушении целостности и герметичности трубопровода и запорной арматуры, выхода нефтепродукта на поверхность земли, следует: прекратить обход трассы, выйти на пункт связи или сообщить по радиии на ЛПДС об

					4 Социальная ответственность	Лист
						124
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

аварии, вернуться на место выхода нефтепродукта, выставить знаки безопасности и охранять участок до прибытия аварийной бригады.

Ликвидация аварий осуществляется в соответствии с инструкцией по ликвидации аварий и повреждений РД 153-112-014-97 и действующими НТД по организации и производству аварийно-восстановительных работ на нефтепродуктопроводах.

Перед началом земляных работ на нефтепродуктопроводе необходимо уточнить глубину его заложения.

Работы следует проводить в светлое время суток. В конце смены сооружаемый участок нефтепродуктопровода должен опираться на лежки.

4.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Особое внимание уделяется обеспечению безопасности персонала и населения в случае возникновения ЧС. Персонал, который не принимает участие в ликвидации разлива нефти, произошедшего в зоне чрезвычайной ситуации, связанной с нефтью, должен быть незамедлительно удален (эвакуирован) в безопасные места. Работы по ликвидации чрезвычайных ситуаций, должны всегда проводиться в соответствии с процедурами «НК Конданефть» по технике безопасности, охране труда и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций. Тем не менее, в условиях чрезвычайной ситуации могут возникнуть новые опасности, такие, как токсичные пары, выделяющиеся разлитыми нефтепродуктами, скользкие поверхности, загрязненные нефтью, факторы, связанные с усталостью и др. В связи с этим, члены аварийно-спасательных формирований должны соблюдать дополнительные правила безопасности, соответствующие условиям, характерным для данной конкретной чрезвычайной ситуации.

Участники работ должны быть ознакомлены с особенностями местности, расположением технических средств, средствами связи, противопожарного инвентаря и постов медицинской помощи. Все участники работ обеспечиваются спецодеждой, соответствующей сезону и конкретным видам работ, и необходимыми средствами индивидуальной защиты.

					4 Социальная ответственность	Лист
						125
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

В данной работе были рассмотрены методы прокладки трубопровода и обеспечения эксплуатационной надежности. Рассчитан на прочность и устойчивость один из напорных нефтепроводов АО НК «Конданефть».

При выборе программы надежности необходимо учитывать ее эффективность, а также затраты на реализацию программы, т.е. нужно подсчитать и сравнить затраты и эффективность повышения надежности различными методами и выбирать наиболее перспективный.

Составление таких программ надежности для напорных нефтепроводов позволит значительно повысить эксплуатационную надежность с минимальными затратами.

Кроме этого требуется строгое выполнение нормативно-технической документации эксплуатации нефтепровода, а также своевременное выполнение действий намеченных составленными программами надежности.

					<i>Выбор оборудования и технологической оснастки при строительстве нефтепровода в условиях болот и заболоченности</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		<i>Парфенов П.В.</i>			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		<i>Саруев А.Л.</i>					126	130
Консульт.						ТПУ гр. 3-256А		
Рук-ль ООП		<i>Брусник О.В.</i>						

Список литературы

1. СП 20.13330.2011 Нагрузки и воздействия. Москва: Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт), 2011.
2. Тугунов П.И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепродуктопроводов. Учебное пособие для вузов / П.И. Тугунов, В.Е. Губин, В.Ф. Новоселов – М.: Изд-во «Недра». 2002. – 154 с.
3. Гаспарянц Р.С. Организационно-технологическая система обеспечения эксплуатационной надежности магистральных нефтепроводов: диссертация на соиск. учен. степ. доктора техн. наук (25.00.19) / Гаспарянц Рубен Саргисович; открытое акционерное общество ВНИИСТ. – Москва, 2008. – 24-32 с.
4. Дейнеко С.В. Обеспечение надежности систем трубопроводного транспорта нефти и газа. – М.: Издательство «Техника», ТУМА ГРУПП, 2011.
5. ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования. – Москва: Техническим комитетом по стандартизации ТК 23 "Техника и технологии добычи и переработки нефти и газа", 2014.
6. Рудаченко А.В. Эксплуатационная надежность трубопроводных систем: учебное пособие / А.В. Рудаченко, С.С. Байкин – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008.
7. ГОСТ 10705-80 Трубы стальные электросварные. – Москва: ИПК издательство стандартов, 1980.
8. Авторский Коллектив Эксплуатация оборудования и объектов газовой промышленности. Том I. – М.: Издательство Инфа – Инженерия, 2008. – 96 с.

					<i>Выбор оборудования и технологической оснастки при строительстве нефтепровода в условиях болот и заболоченности</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Парфенов П.В.			Список литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					127	130
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

9. Дубинский Н.М. Надежность систем газоснабжения. – Киев: Техника, 1970. – 96 с.
10. Черняев В.Д. Эксплуатационная надежность магистральных нефтепроводов. – М.: Недра, 1992.
11. Коршак А.А. Обеспечение надежности магистральных трубопроводов / А.А. Коршак, Г.Е. Коробков, В.А. Душин, Р.Р. Набиев. – Уфа: ООО «ДизайнПоли-графСервис», 2004.
12. Ясин Э.М. и др. Надежность магистральных трубопроводов / Э.М. Ясин, В.Л. Березкин, К.Е. Ращепкин. – М.: Недра, 1972. – 184 с.
13. Мазур И.И. Конструктивная надежность и экологическая безопасность трубопроводов / И.И. Мазур, О.М. Иванцов, О.И. Молдованов. – М.: Недра, 1990.
14. Гаспарянц Р.С. Организационно-технологическая система обеспечения эксплуатационной надежности магистральных нефтепроводов: автореф. дис. на соиск. учен. степ. доктора техн. наук (25.00.19) / Гаспарянц Рубен Саргисович; открытое акционерное общество ВНИИСТ. – Москва, 2008. – 10, 12, 23, 28, 32, 39 с.
15. Дайнеко С.В. Построение моделей надежности газонефтепроводов методом компьютерного моделирования. Лабораторный практикум. – М.: Издательство «Техника», ТУМА ГРУПП, 2007. – 56 с.
16. Рудаченко А. В. Лабораторный практикум по надежности газонефтепроводов / А.В. Рудаченко, С.В. Дайнеко, Н.В. Чухарева, С.С. Байкин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 2, 6, 13, 17 с.
17. ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения. – Москва: государственный комитет СССР по управлению качеством продукции и стандартам, 1989. – 3-15 с.
18. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы. – М.: Минстрой России ГУП ЦПП, 1997. – 51 с.

					Список литературы	Лист
						128
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

19. Назаров Д.В. Совершенствование проектных норм надежности магистральных трубопроводов: диссертация на соиск. учен. степ. кандидата техн. наук (05.26.03) / Назаров Дмитрий Владимирович; Государственное унитарное предприятие «Институт проблем транспорта энергоресурсов». – Уфа, 2015. – 16-21 с.

20. Мустафин Ф.М. Обзор методов защиты трубопроводов от коррозии изоляционными покрытиями // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2003. №1. URL: http://ogbus.ru/authors/Mustafin/MustaMus_3.pdf.

21. Все о коррозии. URL: <http://www.okorrozii.com/ingibitor-korrozii.html>

22. Рыжкин А.А. Основы теории надежности: Учеб. Пособие / Рыжкин А.А., Слюсарь Б.Н., Шучев К.Г. – Ростов н/Д: Издательский центр ДГТУ, 2002.

23. Мороз А.А. Оценка технического состояния и остаточного ресурса нефтепроводов по результатам диагностики: дис. на соиск. учен. степ. доктора техн. наук (25.00.19): / Мороз Александр Александрович; Государственное унитарное предприятие «Институт проблем транспорта энергоресурсов». – Уфа, 2003.

24. Технический справочник. URL: http://razvitie-pu.ru/?page_id=2587.

25. Марочник стали и сплавов / Антон Серго. URL: http://www.splav-kharkov.com/mat_start.php?name_id=103.

26. ВСН 008-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция. – Москва: Всесоюзным научно-исследовательским институтом по строительству магистральных трубопроводов, 1990.

27. Постановление от 22 октября 1990 года N 1072 О единых нормах амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР. – Москва: Совет Министров СССР, 1990.

28. РД 153-39.4-114-01 Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах. – М.: Госгортехнадзор, 2001.

					Список литературы	Лист
						129
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

29. ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. – Москва: Совет Министров СССР, 1974.

30. ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности. – Москва: Совет Министров СССР, 1984.

31. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования. – Москва: Госстандарт России, 2004.

32. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. – Москва: Государственный комитет СССР по управлению качеством продукции и стандартам, 1991.

33. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Москва: Государственный комитет СССР по стандартам, 1988.

34. ГОСТ Р 12.3.047-2012 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля. – Москва: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2012.

35. Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – Москва: Госкомсанэпиднадзор России, 1996.

36. РД 153-112-014-97 Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепродуктопроводах. – Москва: Госгортехнадзор России, 1997.

37. РД 39-00147105-015-98 Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов. – Москва: Госгортехнадзор России, 1998.

38. РД-13.100.00-КТН-306-09. Руководящий документ. Система организации работ по промышленной безопасности на нефтепроводном транспорте. – Москва: ОАО "АК "Транснефть", 2009.

39. РД 13.100.00-КТН-225-06 Система организаци работ по охране труда на нефтепроводном транспорте. – Москва: ОАО "АК "Транснефть", 2000.

					Список литературы	Лист
						130
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		