

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технология строительства нефтепроводов в осложненных условиях на примере болот II-III типа»

УДК 622.692.4.07:556.56

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Никитин В.Н.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Богданов А.Л.	к.т.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Расчетная часть»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н		

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т.С.	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель кафедры ЭБЖ	Алексеев Н.А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

Институт природных ресурсов

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

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

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

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2Б	Никитину Василию Николаевичу

Тема работы:

«Технология строительства нефтепроводов в осложненных условиях на примере болот II-III типа»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Объектом исследования являются методы сооружения нефтепроводов в осложненных условиях болот II и III типа. Работы производятся на объектах относящихся к технологическим сооружениям повышенной опасности, требующих особых условий эксплуатации.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><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></p>	<ul style="list-style-type: none"> • изучить технологии строительства нефтепроводов в усложненных условиях на примере болот II и III типа; • проанализировать основные нормативные требования к проектированию и сооружению магистральных нефтепроводов; • произвести расчеты трубопровода в условиях болот II и III типа.
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Глызина Татьяна Святославовна</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Алексеев Николай Архипович</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>10.02.2016</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Богданов Александр Леонидович	к.т.н, доцент		10.02.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Никитин Василий Николаевич		10.02.2016

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2Б	Никитин Василий Николаевич

Институт	ИПР	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих

2. Направления и нормы расходования ресурсов

3. Информация об отчислениях, ставках налогообложения, стоимости ресурсов потребления

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческой пригодности проекта

2. Изучение деталей формирования проекта при строительстве нефтепроводов в условиях болот. Изучение вероятных рисков, и факторов, оказывающих влияние на проект.

3. Планирование процесса строительства нефтепроводов в условиях болот. Линейно-календарный график Ганга.

4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности. Изучение основных направлений затрат. Обоснование рентабельности проекта.

Перечень графического материала

1. Краткая информация о проекте

2. Матрица SWOT-анализа

3. График проведения и бюджет строительства нефтепровода

4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности проекта.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т.С.	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Никитин В.Н.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2Б	Никитин Василий Николаевич

Институт	ИПР	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

<p>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Выявление факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс взаимодействия трудящихся с окружающей производственной средой со стороны их: <ul style="list-style-type: none"> -- вредных проявлений (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения); -- опасных проявлений (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы); 2. Определение факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс воздействия их на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) 3. Описание факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс возникновения чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера). 4. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме.
<p>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Характеристика факторов изучаемой производственной среды, описывающих процесс взаимодействия человека с окружающей производственной средой в следующей последовательности: <ul style="list-style-type: none"> -- физико – химическая природа фактора, его связь с разрабатываемой темой; -- действие фактора на организм человека; -- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (с ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); -- рекомендуемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)

	<p>2. Анализ опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> -- механические опасности (источники, средства защиты) -- термические опасности (источники, средства защиты) -- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита - источники, средства защиты); -- пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения); <p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); <p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС на объекте; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. <p>5. Правовые вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - характерные для проектируемой рабочей зоны правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
<p>Перечень расчетного и графического материала</p>	<p><i>Расчет ущерба почве при проколе нефтепровода</i></p>

<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Старший преподаватель кафедры ЭБЖД</p>	<p>Алексеев Н.А.</p>			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>2Б2Б</p>	<p>Никитин В.Н.</p>		

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

Институт природных ресурсов

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

Уровень образования бакалавриат

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

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

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2016 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
09.04.2016	<i>Обзор литературы</i>	7
15.04.2016	<i>Введение</i>	13
17.04.2016	<i>Общая часть</i>	34
15.05.2016	<i>Расчетная часть</i>	15
03.06.2016	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
10.06.2016	<i>Социальная ответственность</i>	10
13.06.2016	<i>Заключение</i>	6
14.06.2016	<i>Презентация</i>	5
	<i>Итого:</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Богданов А.Л.	к.т.н, доцент		29.10.2015 г.

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		29.10.2015 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 141 с., 35 рис., 14 табл., 29 источников.

Ключевые слова: строительство нефтепроводов, классификация болот, подземный нефтепровод, балластировка, траншея, экскаватор, землеройная техника.

Объектом исследования являются методы сооружения нефтепроводов на заболоченной территории.

Цель работы – выявление оптимальных методов сооружения нефтепроводов в усложненных условиях болот.

В процессе работы были тщательно изучены и описаны типы болот, для которых были предложены наиболее предпочтительные варианты прокладки нефтепроводов на заболоченной территории, ограничения по их применению, достоинства и недостатки каждого.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация сооружения перехода магистрального нефтепровода через болота, основные работы, земляные работы, монтаж нефтепровода, сварочно-монтажные работы, изоляционно-укладочные работы.

Степень внедрения: выбранная технология строительства перехода через болота отличается простотой и широко применяется на практике.

Область применения: траншейная технология строительства широко распространена в области строительства переходов магистральных трубопроводов через естественные и искусственные препятствия.

Экономическая эффективность значимость работы выбранная технология строительства нефтепровода является менее затратной по сравнению с альтернативными технологиями строительства. Также технология характеризуется меньшими затратами на оборудование.

					Реферат	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

ABSTRACT

Final qualification work of 141 pages, 35 fig., 14 tab., 29 sources.

Keywords: construction of oil pipelines, classification of bogs, underground oil pipeline, ballasting, trench, excavator, digging equipment.

Object of research are methods of a construction of oil pipelines in the boggy territory.

The work purpose – identification of optimum methods of a construction of oil pipelines in the complicated conditions of bogs.

In the course of work types of bogs for which the most preferable options of laying of oil pipelines in the boggy territory, restrictions on their application, merits and demerits of everyone have been offered have been carefully studied and described.

Main constructive, technical and technical and operational characteristics: technology and the organization of a construction of transition of a trunk oil pipeline through bogs, the main works, earthwork, installation of the oil pipeline, welding installation works, insulating and laying works.

Extent of implementation: the chosen technology of construction of transition through bogs differs in simplicity and is widely put into practice.

Scope: the trench technology of construction is widespread in the field of construction of transitions of bulk distribution lines through natural and artificial obstacles.

Cost efficiency the importance of work the chosen technology of construction of the oil pipeline is less costly in comparison with alternative technologies of construction. Also the technology is characterized by smaller equipment costs.

					<i>Реферат</i>	<i>Лист</i>
						9
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Обозначения и сокращения

БКМ – бурильно-крановая машина;

ВАУ – винтовое анкерное устройство;

ГСМ – горючесмазочные материалы;

КСУ – канатно-скреперная установка;

НДС – напряженно-деформированное состояние;

НСМ – нетканый синтетический материал;

ПКБУ – полимерконтейнерное балластирующее устройство;

ППР – проект производства работ;

СМР – строительно-монтажные работы;

УБК – утяжелитель клиновидный болотный;

УБО – утяжелитель бетонный охватывающий;

УСС – утяжелитель седловидный самозакрепляющийся;

ЭКБ – экскаватор-кран болотный.

					Обозначения и сокращения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

3.2	Оценка готовности проекта к коммерциализации.....	109
3.3	План проекта	111
3.4	Бюджет, требуемый для прокладки сланей.....	113
4.	Социальная ответственность при строительстве нефтепровода	119
4.1	Производственная безопасность	120
4.1.1	Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать нефтепровод.	120
4.1.2	Техника безопасности при производстве работ по балластировке	121
4.1.3.	Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению	124
4.1.4	Механические травмы при основных видах работ.....	124
4.1.5	Ожоги при сварке.....	124
4.1.6	Повреждения в результате контакта с насекомыми.....	125
4.1.7	Поражение электрическим током	125
4.1.8	Пожаровзрывоопасность	126
4.1.9	Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением)	129
4.1.10.	Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению.....	131
4.1.11.	Отклонение параметров микроклимата.....	131
4.1.12	Повышенный уровень шума.....	132
4.1.13	Загазованность	132
4.2.	Экологическая безопасность	133
4.2.1	Воздействие на литосферу	133
4.2.2.	Воздействие на атмосферу.....	133
4.2.3.	Воздействие на гидросферу	134
4.3.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	135
4.5.	Расчет выбросов вредных веществ от трубопроводов в окружающую среду	136
	Заключение.....	139
	Список литературы.....	140

Введение

Магистральные нефтепроводы в Западной Сибири и на севере Европейской части России начали строить примерно с середины 60-х годов прошлого века. С самого начала проектировщики и строители столкнулись с серьезной проблемой: прокладкой трубопроводов на болотах. За последующие 40 с лишним лет десятки организаций и сотни исследователей работали над этой проблемой, но окончательного решения в приемлемой для практики степени не получено и до настоящего времени.

Подготовка строительного производства, охватывает широкий круг вопросов, зависит от многих факторов: сложности и объема строительномонтажных работ (СМР), номенклатуры, уровня специализации мощности, и кооперации производственных предприятий и прочих показателей.

Несмотря на видимую простоту конструкции, выполнить расчет подземного магистрального трубопровода на деформативность, прочность, 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.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технология строительства нефтепроводов в осложненных условиях на примере болот II-III типа		
Разраб.		Никитин В.Н.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Богданов А.Л.				13	141
Консульт.		Брусник О.В.			ТПУ гр. 2Б2Б		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.					
					Введение		

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 непроектном положении не только повышают опасность разрушения трубопроводов; но и требуют огромных финансовых затрат на их устранение, что, естественно, понижает экономический потенциал нефтегазотранспортных предприятий и страны в целом.

Цель работы – организация работ по сооружению нефтепроводов в усложненных условиях на примере болот II и III типа.

Для выполнения цели были поставлены следующие задачи:

- Анализ основных нормативных требований к проектированию и сооружению магистральных нефтепроводов.
- Изучение технологий строительства нефтепроводов в усложненных условиях на примере болот II и III типа.
- Произвести расчеты трубопровода в условиях болот II и III типа.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						14
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

В качестве конкретного примера мной был выбран и исследован переход
через Васюганские болота магистрального нефтепровода [REDACTED]

[REDACTED]

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						15
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Обзор литературы

При выполнении исследования были использованы следующие основные источники литературы и нормативно-правовая документация:

- Димов Л.А., Богушевская Е.М. Магистральные трубопроводы в условиях болот и обводненной местности –М: Горная книга. МГТУ, 2010-392с.
- Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы М: Недра, 1982-396с.
- Бабин Л.А, Григоренко П.Н., Ярыгин Е.Н. “Типовые расчеты при сооружении трубопроводов”
- СНиП 2.05.06-85 “Магистральные трубопроводы”
- СНиП 2.01.07-85 “Нагрузки и воздействия”
- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: НПО ОБТ, 2001. 258 с.

					Технология строительства нефтепроводов в осложненных условиях на примере болот II-III типа			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Никитин В.Н.</i>			Обзор литературы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Богданов А.Л.</i>				16	141	
<i>Консульт.</i>		<i>Брусник О.В.</i>				ТПУ гр. 2Б2Б		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

1.Общая часть

1.1 Описание района проведения работ

1.1.1 Краткая физико-географическая характеристика района работ

Васюганские болота — это самые большие болота в мире, расположены в Западной Сибири, в междуречье Оби и Иртыша, на территории Васюганской равнины, находящейся большей частью в пределах Томской области, и малыми частями — Новосибирской и Омской областей и Ханты-Мансийском АО.

Болота содержат огромные запасы торфа и противодействуют парниковому эффекту, связывая углерод. Разведанные запасы торфа составляют более 1 млрд тонн, средняя глубина залегания — 2,4 м, максимальная — 10 м.

Ископаемые: нефть, природный газ, торф, железная руда.

1.1.2 Климатическая характеристика района работ

Климат в районе работ резко-континентальный с сурово зимой и жарким летом. Самый теплый месяц является июль с максимальной температурой до +36°C, самым холодным – февраль, когда температура может понизиться до -54°C.

Таблица 1.1

Средняя месячная и годовая температура воздуха, °С

Метеостанции	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Колпашево	-20,7	-18,7	-10,8	-0,7	7,3	15,2	18,0	14,4	8,7	0,1	-11,4	-19,4	-1,5

Среднегодовая температура воздуха -1,5°C, среднегодовое количество атмосферных осадков равно 598 мм в год. Наибольшее количество осадков выпадает в августе, наименьшее в феврале.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					Технология строительства нефтепроводов в осложненных условиях на примере болот II-III типа		
Разраб.		Никитин В.Н.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Богданов А.Л.				17	141
Консульт.		Брусник О.В.			Общая часть		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.					
					ТПУ гр. 2Б2Б		

Таблица 1.2

Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Среднее	80	77	73	66	60	68	74	79	78	78	82	81	75

Нормативная глубина промерзания:

- для песчаных грунтов – 2,55 м;
- для суглинистых грунтов – 2,10 м;
- для супеси – 2,60 м.

Высота снегового покрова достигает 82 см.

Среднемесячная скорость ветра от 2,8 м/с до 5,8 м/сек, среднегодовая – 3,8 м/сек.

Таблица 1.3

Средняя месячные и годовые скорости ветра, м/сек

Скорость	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Скорости м/сек	4,5	4,8	5,1	4,0	3,9	3,2	2,8	2,8	3,5	4,7	4,8	5,8	4,1

Преобладающее направление ветров – южное до 21%. Наибольшая среднегодовая скорость ветров наблюдается у ветров юго-западного направления до 5,8 м/сек.

Продолжительность неблагоприятного периода 7,5 месяцев: с 5 октября по 20 мая. Работы выполняются в неблагоприятный период.

1.2 Устройство подземных нефтепроводов

Подземные магистральные нефтепроводы сооружаются в основном из стальных труб, толщина стенки которых определяется расчетом на прочность. Наружная, а иногда и внутренняя поверхности труб покрываются изоляцией для защиты металла от коррозии. Эта простейшая конструкция по мере увеличения диаметра труб и усложнения условий прокладки и эксплуатации все меньше соответствует высоким требованиям, предъявляемым к надежности и

					Общая часть								Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									18

работоспособности нефтепроводов. Разрушения протяженностью иногда до нескольких километров, выпучивание из грунта, всплытие труб на обводненных участках и т. п. — все это требует более сложных конструктивных решений по сравнению с однослойной изолированной трубой [2].

Приведем краткие характеристики конструкций, позволяющих повысить работоспособность и надежность подземных трубопроводов [2].

Трубопровод из многослойных труб имеет вид спирали из 3-4 слоев тонкого листа стали. Такая труба позволяет более полно использовать несущую способность металла и исключает протяженные разрушения. Сооружение трубопровода целиком из многослойных труб пока не является бесспорным, поскольку вопрос о продольной устойчивости многослойной трубы при сжатии и ряде других вопросов еще не решены. Многослойная стенка, состоящая из нескольких слоев толщиной b/a (где b — полная толщина стенки трубы, a — число слоев), при сжатии может потерять устойчивость, как показано на рисунке 1.1.

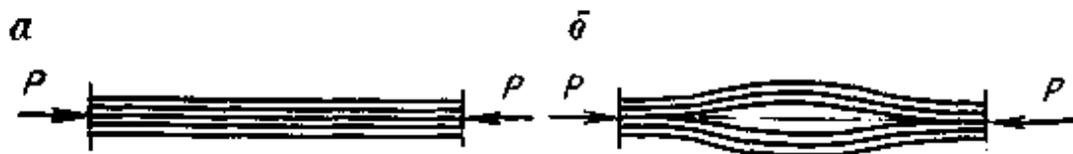


Рис. 1.1. Стенка многослойной трубы:

а — нормальное состояние; б — расслоение листов

Многослойная труба может служить средством торможения в виде вставок длиной 10—20 м, устанавливаемых через определенные расстояния в трубопроводе из труб с монолитной стенкой.

Трубопровод из монолитных труб с вязкими вставками и с высокой вязкостью стали или биметаллических труб. Длина вставок до двух диаметров труб. Назначение вставок — предотвращение лавинных разрушений.

Трубопровод из бандажированных труб у которого основной несущий контур усилен высокопрочным материалом, например, проволокой. Проволока

					Общая часть	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

накручивается в виде спирали на поверхность трубы и обжимает ее. Получается предварительно напряженная труба, что позволяет уменьшить растягивающие кольцевые напряжения в ее стенке от внутреннего давления. Одновременно решается и проблема торможения лавинных разрушений [2].

Трубопровод, имеющий бандаж для остановки лавинных разрушений и уменьшения поперечных и продольных перемещений. Бандаж - это металлическая труба большего диаметра, чем основная труба, концентрически расположенная на трубопроводе. Пространство между внешней и наружной трубами заполняется бетоном на расширяющемся цементе.

Двухтрубная конструкция у трубопровода представляет собой две концентрически расположенные трубы (однослойные или многослойные), у которой межтрубное пространство заполнено цементно-песчаным раствором.

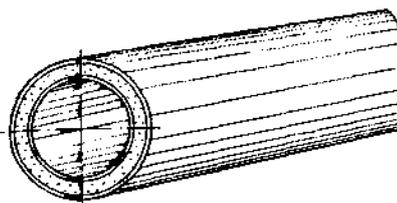


Рис. 1.2. Двухтрубная конструкция

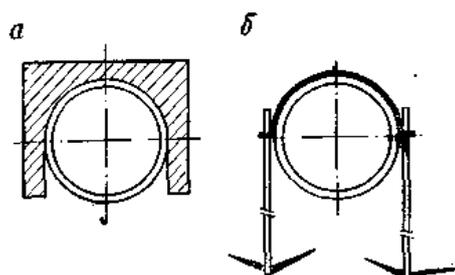


Рис. 1.3. Закрепленный трубопровод:

а — утяжеляющими грузами; б — анкерами

Такая конструкция может быть использована при строительстве трубопроводов в сложных условиях: на болотах, при пересечении водных

					Общая часть	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

преград, на переходах под автомобильными и железными дорогами и др. Двухтрубная конструкция обладает высоким уровнем надежности.

При использовании конструкции на болотах и в обводненных грунтах бетонное заполнение позволяет обойтись без утяжеляющих грузов или без креплений винтовыми или иными анкерами.

Трубопровод одной из описанных выше конструкций, утяжеленный различного рода пригрузами (рис.1.3, а). Применяется при укладке труб, обладающих плавучестью, в обводненных грунтах и на болотах.

Трубопровод, закрепленный анкерами (рис. 1.3,б) для предотвращения всплытия труб, уложенных в обводненных грунтах. В настоящее время применяются винтовые и забивные анкера.

Названные конструкции труб пока еще не используются в промышленном масштабе. Однако их достоинства позволяют ожидать, что в самое ближайшее время они получат широкое внедрение.

1.3 Подготовка траншеи для сооружения участков нефтепроводов в условиях болот

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

во-первых, от технологии прокладки, предусмотренной ППР:

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

во-вторых, от сезона строительства трубопровода:

- зимний сезон.

					Общая часть	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- летний сезон;

Подготовка строительной полосы в усложненных условиях болот при прокладке нефтепровода с бровки траншеи при неразложившемся торфе (или частично разложившемся) как в зимний, так и в летний сезон обеспечивается постройкой временной технологической дороги (лежневого типа или другая конструкция) для работы сварочно-монтажных бригад и для прохода изоляционно-укладочной колонны [3].

При прокладке нефтепровода с бровки траншеи при полностью разложившемся торфе в зимнее время года обеспечивается постройкой временной технологической дороги путем вымораживания болотного грунта при неоднократном его проходе - проминании последовательно: болотным трактором, трелевочным трактором, трактором на ординарном ходу, гусеничным транспортером, трубоукладчиком [3].

При прокладке нефтепровода методом протаскивания или сплава (летний период работ) обеспечиваются созданием на берегу болота монтажно-сварочно-изоляционной базы и обустройством прохода по болоту экскаватора на болотном ходу, экскаватора на пене-волокуше или экскаватора на перекидных сланях, или выполнением мероприятий по подготовке взрыва удлиненными или сосредоточенными зарядами для появления траншеи-канала [3].

Подготовление строительной полосы в усложненных условиях болот при наземной прокладке или прокладке нефтепровода с частичным заглублением (летний период) требует построения технологической дороги, обеспечивающей проход болотного траншеекопателя с навесным оборудованием (для появления траншеи-канавы) и прохода экскаватора для обвалования нефтепровода (на пене-волокуше, или на перекидных сланях, или на болотном ходу) [3].

1.3.1 Осушение полосы строительства

При сооружении трубопроводов на обводненных участках и болотах с высоким уровнем грунтовых вод в целях предохранения полосы строительства

					Общая часть	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 перекладных сланях, либо канавокопателями. На сильно обводненных болотах 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.

1.3.2 Проектирование 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 строительно-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,

					Общая часть	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

машины для валки леса, корчевки пней и кустарников использоваться не будут. Для планировочных работ, если в них имеется необходимость, применяют землеройно-транспортные 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 (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 Сооружение временных дорог

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

					Общая часть	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 [4].

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 промисудустрии (заводами железобетонных изделий, металлоконструкций и др.) [4].

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

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.

					Общая часть	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.) [4].

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 [4].

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

					Общая часть	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 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;
- глины.

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

					Общая часть	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- отбойные брусья или бревна) оптимальной грунтовой смесью. Обыденное название дорог – лежневые (могут быть без грунтовой отсыпки) [4].

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, толщиной 0,18-0,2 м, уложенных комлями в разные стороны, и скрепленных 2-3 стяжными шпильками (нагельми), 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

					Общая часть	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 [4].

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 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.

					Общая часть	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 0,5-0,6м, а к обводненным — 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 [2].

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 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.

					Общая часть	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Схема разработки траншей с предварительным выторфованием применяется на участках с глубиной торфяного слоя до 1 м с устойчивым подстилающим основанием. Ширина образуемой посредством выторфования 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. 1.3), сланях или корытообразной пене.

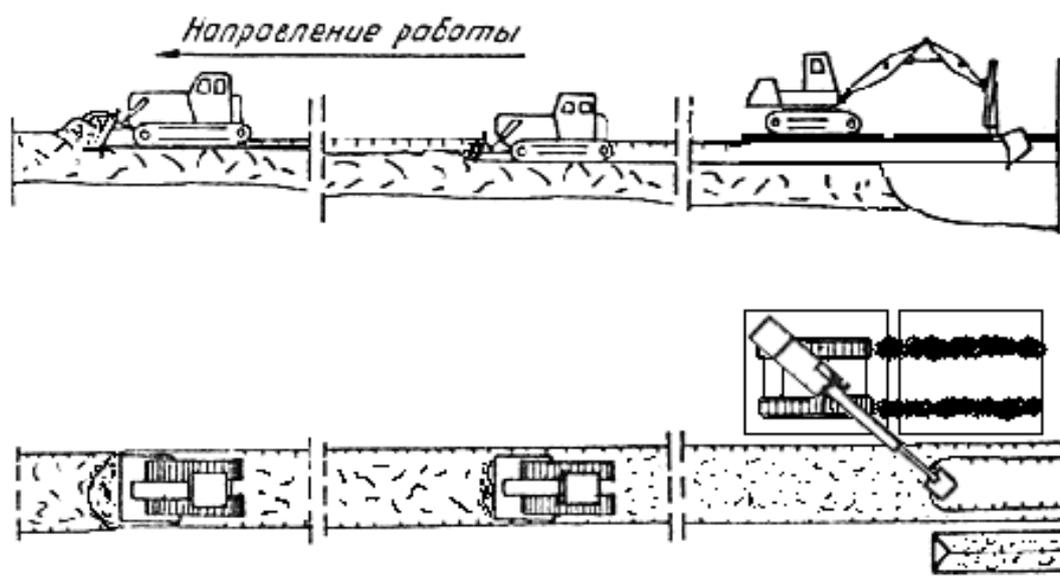


Рис. 1.4 Схема разработки траншеи с предварительным удалением торфяного слоя и последующей работой экскаватора со щита

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.

1.6 Спец. машины, используемые 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

					Общая часть	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 [16].

1.6.1 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.

Первым опытом в этой области было создание экскаватора на понтонно-гусеничном ходу модели ЭПГ-1. 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.

					Общая часть	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Катки-понтонны охватывались специальной широкой и легкой гусеницей (ширина 1,5 м), обеспечивающей экскаватору малое удельное давление на грунт (0,1 кгс/см² при весе экскаватора 19 т).

Гусеница выполнена из четырех рядов пластинчатых втулочно-роликовых цепей, на которые опирались бандажи катков. К цепям приклепаны 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.

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 расчаленном 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 отрытие широких траншей и разработку перемычек.

В силу этих обстоятельств экскаватор ЭПГ-1 не получил широкого распространения на строительстве магистральных трубопроводов. Нужен был

					Общая часть	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

- обратной лопатой – открытие 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.

					Общая часть	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.

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.

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

					Общая часть	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.

Таблица 1.6.

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

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

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;
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 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

					Общая часть	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

телескопической стрелы обеспечивает возможность выемки грунта из-под трубы.

На участках с глубоким промерзанием торфа работы должны выполняться комбинированным способом: разрыхление мерзлого слоя буровзрывным 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 МПТ-71, МПТ-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.

1.6.2 Канатно-скреперные установки (КСУ)

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

					Общая часть	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.

Существуют стационарные лебедки типа ЛС302 или ЛС1001. 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 (у 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.

					Общая часть	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 и 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.

					Общая часть	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

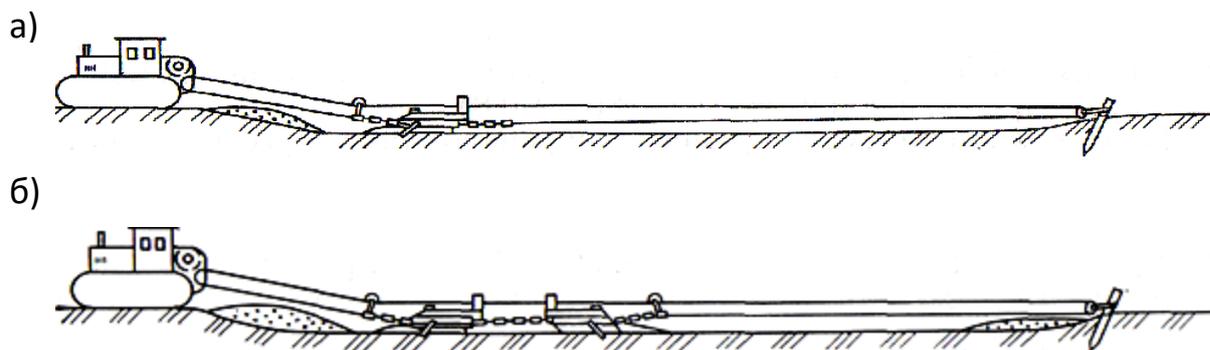


Рис. 1.4. Схема работы канатно-скреперной установки:

а - с одним ковшом; б - с двумя ковшами

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

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. 1.4).

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.

					Общая часть	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 1.4.

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	4015x2200x2605	9270x3200x3790
Масса, кг	14200	45000

В комплект скреперного оборудования входят: направляющая, скрепер и блочная стяжка.

Таблица 1.5.

Технические характеристики скреперного оборудования КСО302 и КСО1001

Параметры	КСО1001	КСО302
Тип	Скрепер:	
	с качающимся дышлом, опрокидывающийся	с откидываемся 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

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

1.7 Изолирование 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;
- 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.

					Общая часть	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

Раздельный способ проведения изоляционно-укладочных работ (рис.1.6) 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.

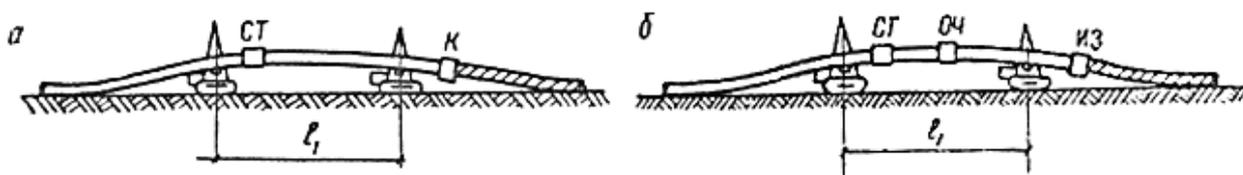


Рис. 1.6. Схема расположения трубоукладчиков и машин в изоляционно-укладочной колонне при раздельном способе производства работ для трубопровода диаметром до 820мм:

а - при использовании комбайна;

б - при использовании очистной и изоляционной машин;

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 полотенцем.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

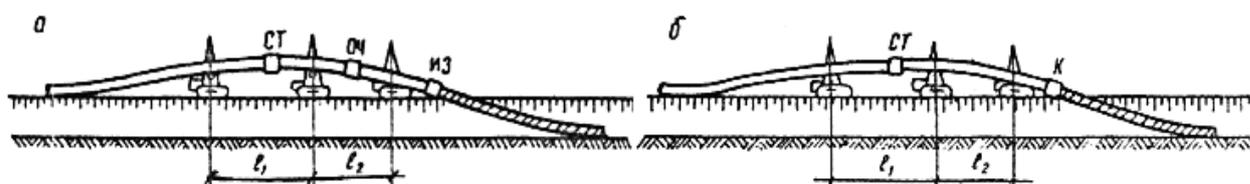


Рис. 1.7. Схема расположения трубоукладчиков и машин в изоляционно-укладочной колонне при раздельном способе производства работ для трубопровода диаметром до 820мм:

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 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.

					Общая часть	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 строительно-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 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.

					Общая часть	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.

1.8 Порядок 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;

					Общая часть	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 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 [16].

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

					Общая часть	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

специальной группой на небольших катерах или гусеничных плавающих тягачах типа ГАЗ или ГТТ которая с помощью направляющих канатов регулирует движение головной части плавающего трубопровода [16].

1.9 Балластировка и закрепление нефтепроводов

В зависимости от конкретных условий строительства нефтепровода на отдельных участках трассы, строительного сезона, характеристик грунтов, уровня грунтовых вод и схем прокладки должны применяться следующие конструкции и способы балластировки и закрепления нефтепроводов:

при укладке нефтепроводов методами сплава или протаскивания - сборные кольцевые железобетонные утяжелители [5];

при укладке нефтепроводов с бермы траншеи, на переходах через глубокие болота (с мощностью торфа более глубины траншеи) - железобетонные утяжелители охватывающего типа, а на переходах через болота с мощностью торфа не превышающей глубины траншеи, на заболоченных и обводненных территориях, включая участки перспективного обводнения - железобетонные утяжелители различных конструкций, анкерные устройства, заполняемые грунтом полимерконтейнеры, а также грунты засыпки, в том числе с использованием полотнищ из нетканого синтетического материала [5].

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

					Общая часть	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

залежи; прочностные и деформационные свойства подстилающих грунтов; наличие горизонтальных и вертикальных углов поворота; методы и сезон производства строительно-монтажных работ; температурный режим эксплуатации трубопровода [5].

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

Утяжелители железобетонные сборные кольцевые типа УТК для магистральных нефтепроводов, изготавливают по ТУ 102-264-81. Они состоят из двух охватывающих трубу полуколец, соединенных между собой посредством стальных шпилек и гаек. Основные размеры утяжелителей типа УТК для труб АЕ 1020 -1420 приведены в табл. 4.

Для изготовления утяжелителей типа УТК применяют бетон класса В 22.5 с объемной плотностью не ниже 2300 кг/м куб.

Таблица 1.7

Марка утяжелителя	Размеры, мм					Масса полукольца,	Масса комплекта,
	R	H	S	b	l		
2-УТК-1020-24-2	550	725	95	300	0	2035	4087
2-УТК-1220-24-2	655	870	35	410	0	2938	5893
2-УТК-1420-24-2	755	1015	80	500	0	4068	8151

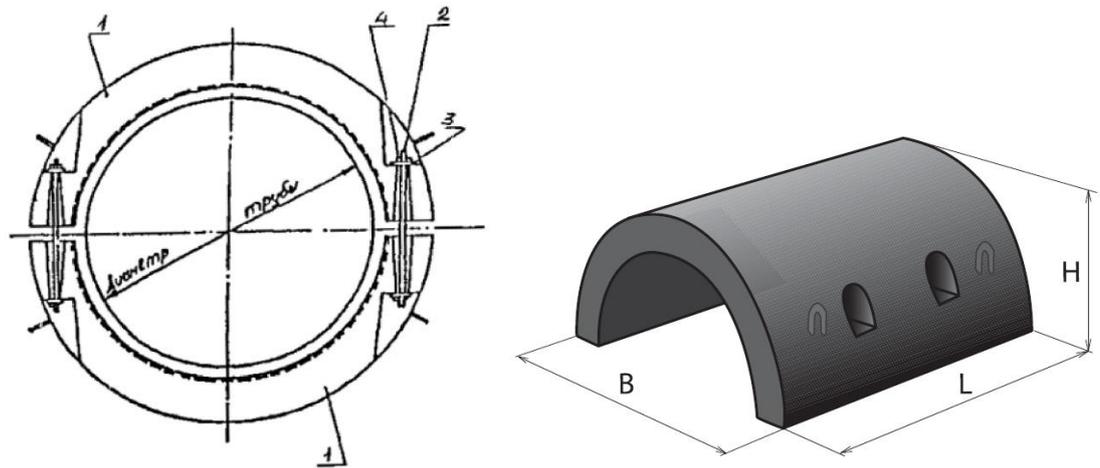


Рис. 1.8. Железобетонный утяжелитель типа 2-УТК

1. Утяжелитель 2-УТК; 2. Шпилька МС; 3. Шайба МС; 4. Гайка М20

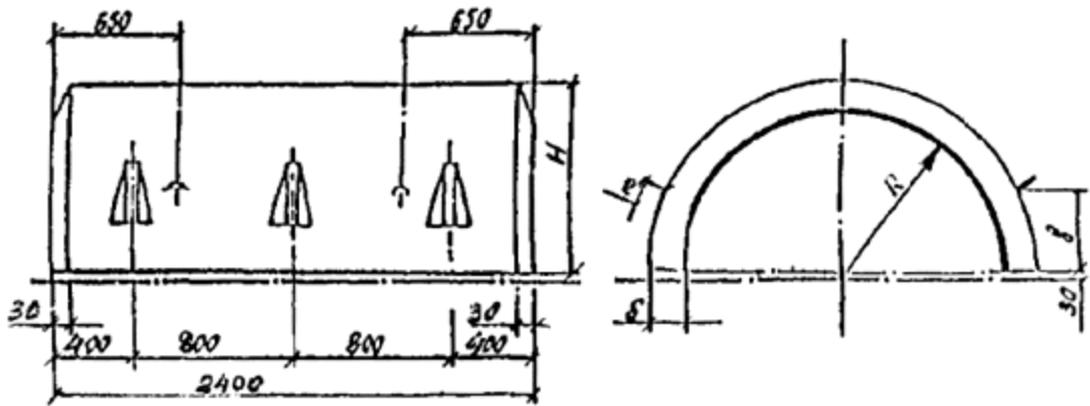


Рис. 1.9. Полукольцо утяжелителя типа 2-УТК

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Общая часть

Лист

52

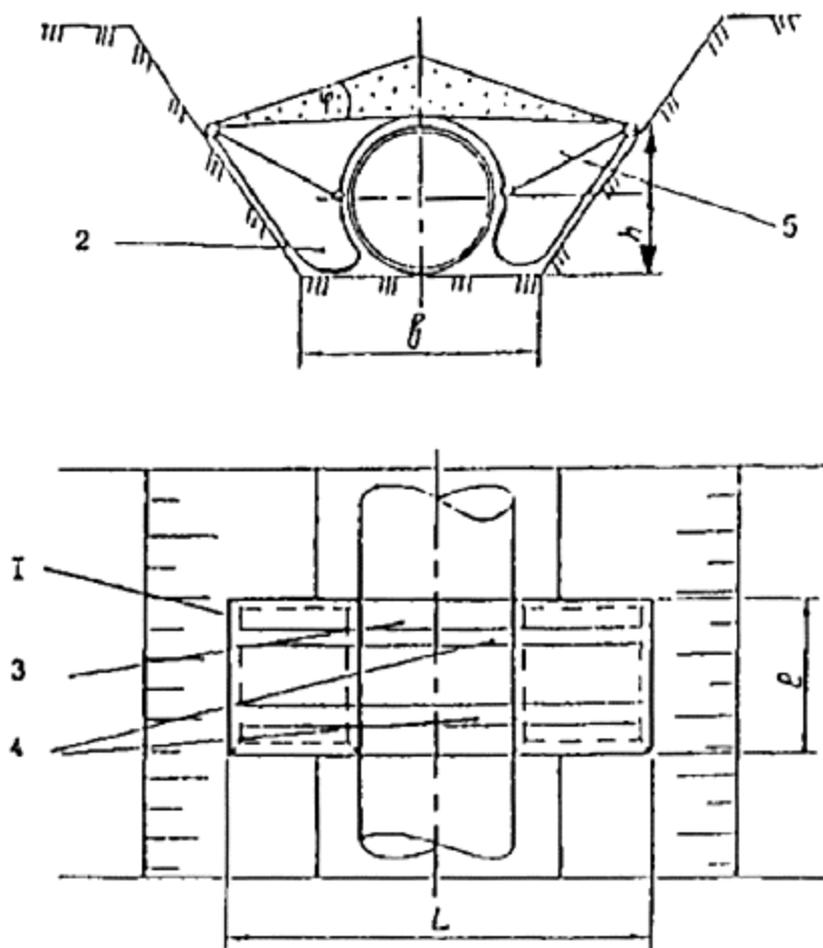


Рис. 1.10 Схема конструкции полимерно-контейнерного балластирующего устройства: 1 - рамка жесткости; 2 - емкость из мягкой ткани; 3 - нижняя грузовая лента; 4 - верхняя грузовая лента; 5 - противоразмывная перегородка

Таблица 1.8

Диаметр трубопровода, мм	Габаритные размеры ПКБУ, мм			Объем грунта в комплекте, куб.м
	L	H	I	
1220	3800	1250	1600	6,0
1020	3100	1100	1600	3,5
820	3000	850	1600	3,1
720	2900	800	1600	3,0

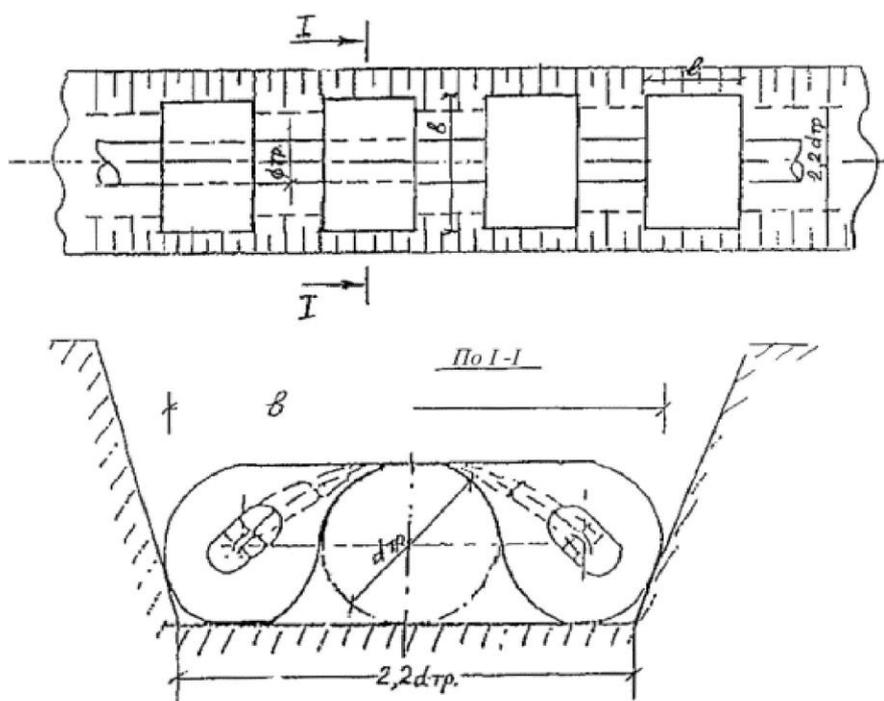


Рис. 1.11 Контейнерный утяжелитель типа КТ на нефтепроводе

Таблица 1.9

Марка контейнера	Диаметр балластир. нефтепровода, мм	Материал контейнера	Емкость м ³ /к-т	Вес в воздухе т/к-т	Вес в воде т/к-т	Размеры в плане на нефтепроводе (lxb), м
КТ-1200	1220	ТБГ-360 или ПТП-110	3,5±0,1	5,3±0,2	3,5±0,2	1,6x2,8
КТ-1000	1020	"-	3,5±0,1	5,3±0,2	3,5±0,2	1,6x2,6
КТ-800	630-820	"-	2,4±0,1	3,8±0,2	2,4±0,1	1,6x2,1±2,3
КТ-500	377-530	"-	1,2±0,1	1,8±0,1	1,2±0,1	1,2x1,3
КТ-300	219-325	"-	0,5±0,1	0,7±0,1	0,5±0,1	1,0x1,1

Примечание - l, b – соответственно длина и ширина контейнера типа КТ.

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.

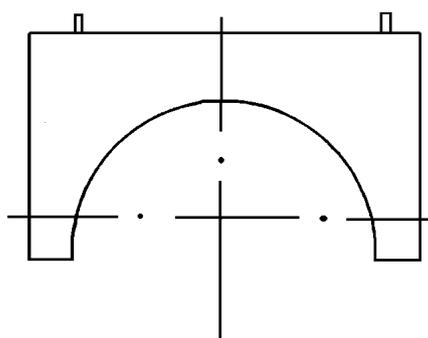


Рис. 1.12. Седловидный железобетонный груз

Утяжелитель типа УБО 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 балластирования 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.

					Общая часть	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

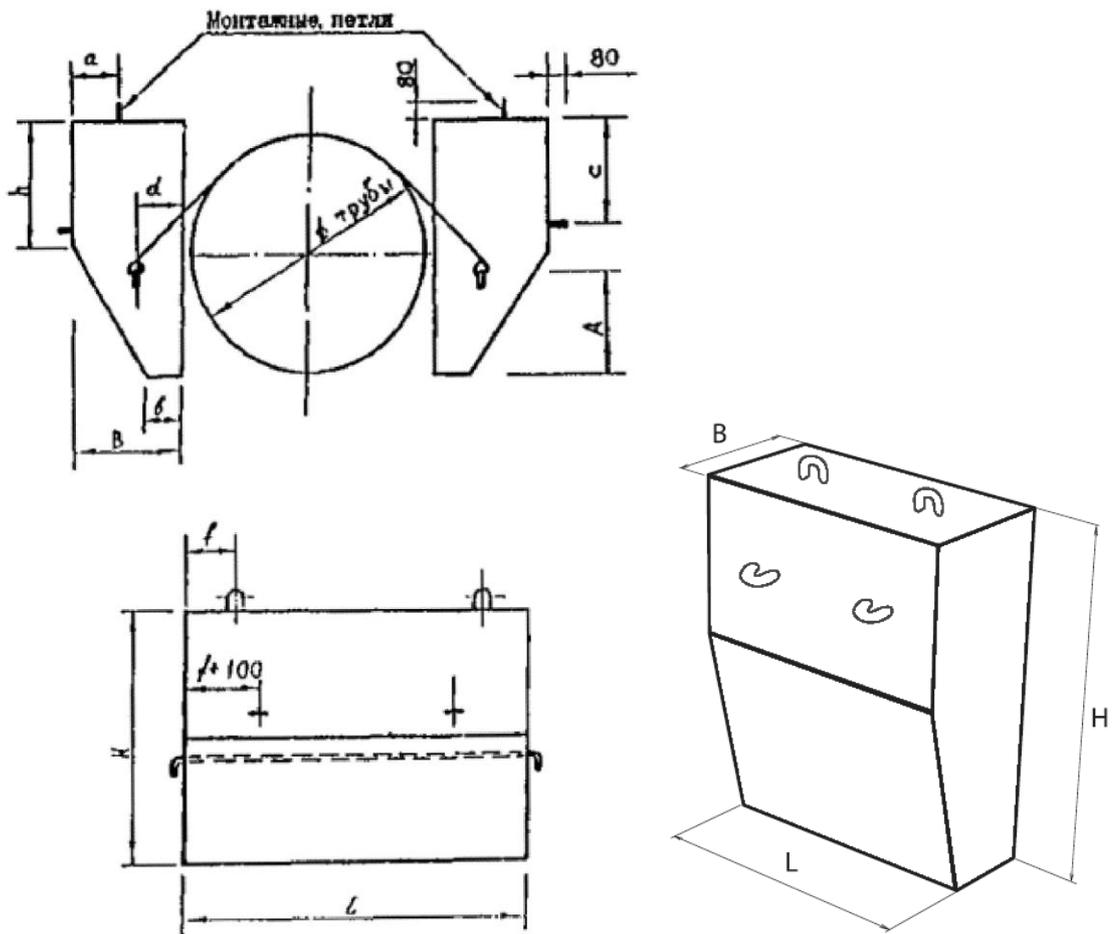


Рис. 1.13. Утяжелитель типа УБО

Таблица 1.10

Характеристики утяжелителей УБО

Марка груза	Диаметр нефтепровода, мм	Габаритные размеры, мм										Объем груза, куб.м
		H	h	L	B	a	b	c	A	f	d	
УБО-1220	1220	1400	700	1350	600	265	150	600	550	200	200	1,85
УБО-1020	1020	1100	500	1500	550	240	150	435	450	200	200	1,47
УБО-530	530	700	400	1000	300	137	100	310	250	250	120	0,36

Крутизна откосов траншеи на участках болот принимается по табл. 1.11.

Крутизна откосов траншеи на участках болот

Тип болот	Крутизна откосов для торфа	
	слабо разложившегося	хорошо разложившегося
I	1 : 0,75	1 : 1
II	1 : 1	1 : 1,25
III (сильно обводненных)	-	По проекту

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. 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.

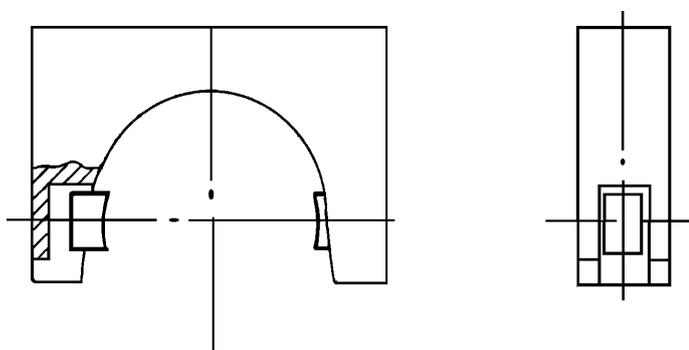


Рис. 1.14. Утяжелитель седловидный самозакрепляющийся

Утяжелитель клиновидный болотный УБК.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

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

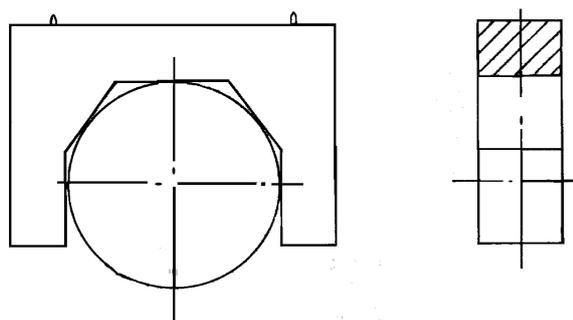


Рис. 1.15. Утяжелитель клиновидный болотный.

Таблица 1.12

Диаметр нефтепровода,	Марка утяжелителя	Габаритные размеры утяжелителя, мм					Объем бетона, куб.м	Масса утяжелителя,
		L	H	B	R	b		
1220	1-УБКМ-1220-9	900	1570	2000	1100	290	1,69	4060
1020	1-УБКМ-1020-9	900	1370	1840	1100	300	1,49	3580
820	1-УБКМ-820-9	900	1120	1600	1000	300	1,12	2690
720	1-УБКМ-720-9	900	1030	1500	800	310	1,03	2470
630	1-УБКМ-720-9	900	1030	1500	800	310	1,03	2470
530	1-УБКМ-529-9	900	760	1300	800	310	0,69	1660

478	1-УБКМ-529-9	900	760	1300	800	310	0,69	1660
426	1-УБКМ-426-9	900	690	1100	800	250	0,55	1320
377	1-УБКМ-426-9	900	690	1100	800	250	0,55	1320

Наряду с железобетонными пригрузами стали применяться и полимерно-контейнерные балластировочные устройства. 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.

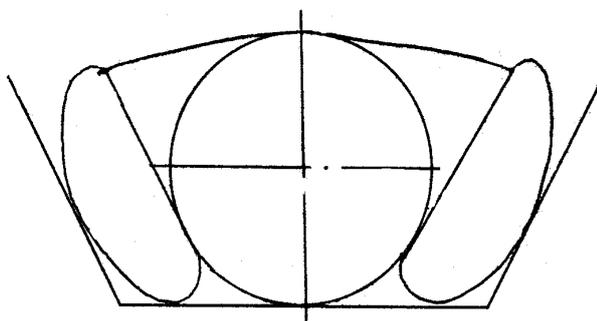


Рис. 1.16. Полимерно-контейнерные балластировочные устройства

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

Эх! Жизнь моя нефтянка! Да ну её в болото...

Трубопроводы с балластным покрытием в металлополимерной оболочке, для нефтепроводов в обводнённой и заболоченной местности.

Трубы стальные диаметром от 219 до 1420 мм включительно, с балластным покрытием предназначены для строительства подводных морских

									Лист
									59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					Общая часть

трубопроводов (газопроводов и нефтепроводов), а также трубопроводов прокладываемых в водонасыщенных грунтах (болотах, поймах рек и т.д.). Конструктивно балластное покрытие представляет собой цементно-песчаный раствор закаченный в полость между стальной трубой с наружным антикоррозийным покрытием (полиэтиленовым, полипропиленовым, эпоксидным) и оболочкой в конструкции типа «труба в трубе». Толщина покрытия варьируется в зависимости от диаметра трубы, условий прокладки и назначения трубы.



					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60



Рис. 1.17. Трубопроводы с балластным покрытием в металлополимерной оболочке: 1 - труба с наружным трёхслойным полипропиленовым и балластным покрытиями; 2 - труба с наружным эпоксидными и балластными покрытиями; 3 - труба с наружным эпоксидным, тепловым полиуретановым и балластными покрытиями с установленной системой подогрева труба основе «Скин-Эффекта».

Винтовое анкерное устройство ВАУ 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.

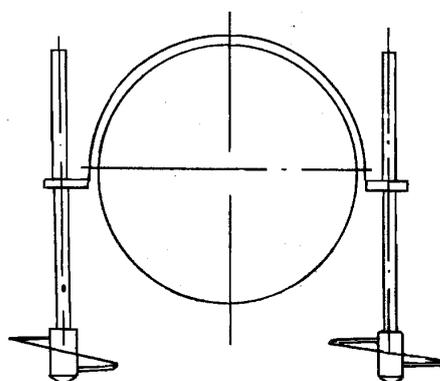


Рис. 1.18. Винтовое анкерное устройство

					Общая часть	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Сварные анкера раскрывающегося типа АР-401.

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

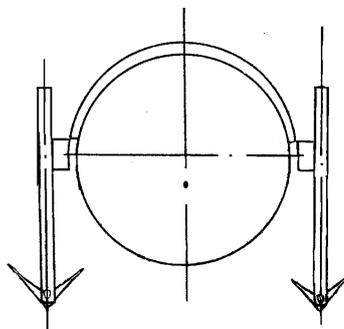


Рис. 1.19. Сварные анкера раскрывающегося типа

1.9.1 Фиксирование нефтепровода 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 баллаستировки 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.

					Общая часть	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.

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.

					Общая часть	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.

Таблица 1.13.

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:

					Общая часть	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

1.10 Засыпка траншеи на участках с 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.

1.11 Эксплуатации нефтепроводов на болотах и в оттаивающих грунтах, её особенности

Работа трубопроводов в болотах и оттаивающих грунтах отмечается особой активностью взаимодействия. Малая сопротивляемость грунта продольным и поперечным перемещениям труб способствует значительным продольным и поперечным их перемещениям. Это обуславливает

					Общая часть	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

возникновение в трубах чрезмерных изгибающих напряжений, приводящих иногда к разрушению труб. В свою очередь тепловое воздействие трубопровода на мерзлый грунт приводит к его оттаиванию и разжижению. Интенсивность взаимодействия зависит как от состояния грунта, характеристики болота, так и от технологического режима эксплуатации трубопровода.

Строительство трубопроводов на болотах чрезвычайно сложно и требует применения специальных технологических схем, а также специальной строительной техники. Подробно эти вопросы рассмотрены в выше.

1.12 Сферы использования конструкций и способы балластировки и закрепления нефтепроводов

Выбор конструкции или способа балластировки (закрепления) нефтепровода проводится проектной организацией с учетом следующих основных факторов: категории местности, характера и типа грунтов,

уровня грунтовых вод, рельефа местности, схем прокладки, наличия углов поворотов, кривых искусственного гнутья, методов и сезонов производства строительно-монтажных работ, условий эксплуатации, технико-экономической целесообразности их применения.

ПКБУ следует применять для балластировки нефтепроводов, прокладываемых на обводненных участках трассы. При заполнении контейнеров минеральным грунтом из отвала или привозным минеральным грунтом эти устройства возможно применять и на болотах с мощностью торфяной залежи не более глубины траншеи. Балластировку нефтепроводов утяжелителями контейнерного типа (КГ) следует проводить на участках прогнозируемого обводнения и на обводненных (заболоченных) территориях. На нефтепроводах диаметрами до 1020 мм возможно использование КГ на болотах с мощностью торфяной залежи не более глубины траншеи.

					Общая часть	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Железобетонные утяжелители типа УБО и УБО-М (охватывающего типа) следует применять для балластировки нефтепроводов на всех категориях местности, а также углах поворота и участках выхода трубопровода на дневную поверхность.

Опирающиеся на нефтепровод железобетонные утяжелители клиновидного типа 1-УБКМ целесообразно использовать для балластировки нефтепроводов с заводской изоляцией на обводненных и заболоченных территориях, в вечномерзлых грунтах, а также на болотах с мощностью торфяной залежи, не превышающей глубины траншеи.

Железобетонные утяжелители типа УБГ и УБТ следует применять для балластировки нефтепроводов в обводненной и заболоченной местности, в вечномерзлых грунтах, а также на переходах через болота с мощностью торфяной залежи, не превышающей глубины траншеи (при условии заполнения их минеральным грунтом).

Закрепление нефтепроводов винтовыми анкерными устройствами ВАУ-1 и ВАУ-М может осуществляться в условиях обводненной и заболоченной местности, а также на переходах через болота с мощностью торфяной залежи, не превышающей глубины траншеи. При этом, подстилающие болота грунты должны обеспечивать надежную работу анкеров.

Закрепление нефтепроводов при помощи вмораживаемых анкерных устройств типа ДАУ и ВАУ - В рекомендуется применять на участках вечной мерзлоты (преимущественно в низкотемпературных, твердомерзлых песчаных и глинистых, устойчивых в реологическом отношении грунтах), включая болота с мощностью торфа не более глубины траншеи, при условии, что несущие элементы вмораживаемых анкеров должны находиться в вечномерзлом грунте в течение всего срока их эксплуатации.

					Общая часть	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Длина части вмораживаемого анкера, взаимодействующая с вечномерзлым грунтом в процессе эксплуатации нефтепровода должна быть не менее двух метров (СНиП 2.02.04-87).

Конструкция ограничителя усилий должна обеспечивать работоспособность анкера в течение всего периода эксплуатации нефтепровода на переходах через болота и в течение 3 - 7 лет на участках, сложенных минеральными грунтами.

Балластировку нефтепроводов минеральными грунтами в сочетании сполотнищами из НСМ следует осуществлять:

по схеме 1, в обводненной местности и участках перспективного обводнения, сложенных суглинистыми грунтами;

по схеме 2, в тех же условиях при наличии песчаных грунтов, включая вечномерзлых;

по схеме 3, на переходах через болота с мощностью торфяной залежи, не превышающей глубины траншеи.

Балластировка нефтепроводов минеральными грунтами в сочетании с полотнищами из НСМ допускается на уклонах микрорельефа более 3° при условии выполнения противоэрозионных мероприятий, в том числе установки противоэрозионных ловушек для грунта.

Заполняемые минеральными грунтами полимерконтейнеры ПКР-Ф, ПКУ и СПУ следует применять для балластировки нефтепроводов,

прокладываемых в условиях обводненной и заболоченной местности, на участках прогнозируемого обводнения, а также на переходах через болота с мощностью торфа не более глубины траншеи и в песчаных вечномерзлых грунтах.

					Общая часть	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Балластировка и закрепление нефтепроводов, прокладываемых на переходах через глубокие болота и малые водные преграды должны осуществляться с помощью железобетонных утяжелителей типа УТК (при сплаве или протаскивании трубопровода), или утяжелителей охватывающего типа УБО-М (при укладке трубопровода с бермы траншеи).

При укладке нефтепроводов с бермы траншеи на заболоченных (при мощности залежи более глубины траншеи) неразмываемых поймах рек допускается применение для их балластировки утяжелителей типа УБО-М.

На неразмываемых поймах рек, сложенных минеральными или торфяными грунтами, мощность которых не превышает глубину траншеи, устойчивость положения нефтепроводов обеспечивается с помощью заполненных грунтом полимерконтейнерных устройств типа ПКБУ, КГ, ПКР-Ф, ПКУ и СПУ, минеральными грунтами с использованием НСМ, железобетонных утяжелителей типа УБО, УБО-М, УБГ и УБТ, а также анкерных устройств типа ВАУ-1 и ВАУ-М или минеральными грунтами засыпки (при прокладке нефтепроводов диаметрами не более 529 мм).

Диман и Олег бульбазавры

Для обеспечения устойчивости положения нефтепроводов диаметрами до 529 мм (включительно), прокладываемых в различных условиях, целесообразно преимущественно использовать:

минеральные грунты засыпки,

- комбинированные способы балластировки грунтом с использованием полотнищ из НСМ, заполненные грунтом полимерконтейнерные устройства ПКБУ, КГ, ПКР-Ф, ПКУ и СПУ, а также винтовых анкеров с диаметрами лопастей 100 и 150 мм.

					Общая часть	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

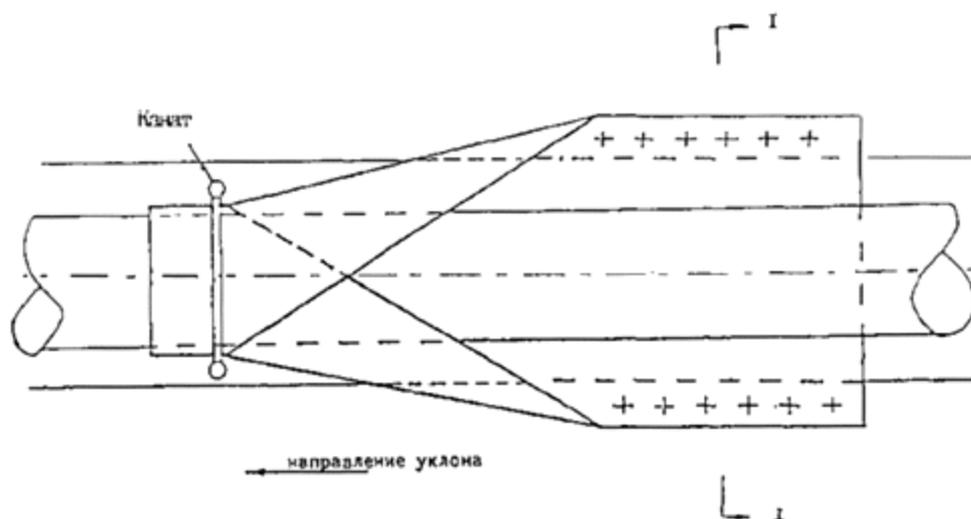
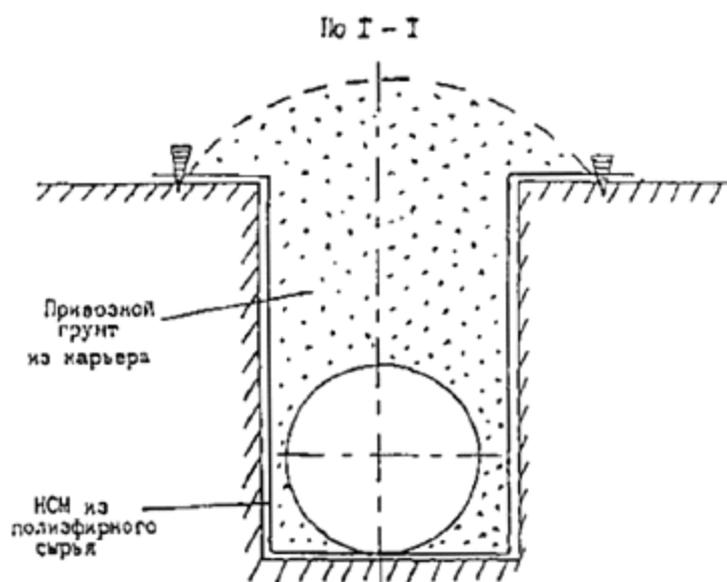


Рис. 1.20. Противозерозивная "ловушка" для грунта. При укладке нефтепроводов на заболоченных, размываемых поймах рек методами сплава или протаскивания необходимо использовать утяжелители типа УТК.

Использование для балластировки нефтепроводов малых диаметров (не более 529 мм) железобетонных утяжелителей типа УБО-М и УБО допускается на размываемых участках трасс, включая поймы рек, а также на переходах через болота.

При значительных продольных перемещениях нефтепровода, возникающих в процессе его эксплуатации, проектной организацией должно быть предусмотрено выполнение комплекса мероприятий, обеспечивающих

сохранность изоляционного покрытия нефтепровода и балластирующих конструкций.

1.13 Устройство и методика производства работ

Организация и технология производства работ по балластировке и закреплению нефтепроводов должны осуществляться в соответствии с требованиями

Число работающих звеньев для балластировки и закрепления нефтепроводов следует назначать в зависимости от темпа производства изоляционно-укладочных работ с целью обеспечения поточности строительства линейной части.

Заполнение полостей ПКБУ минеральным грунтом из отвала и емкостей утяжелителей типа КГ с применением бункерного устройства следует производить сыпучим минеральным грунтом с размерами фракций не более 50 мм, не допускается попадание снега и льда в полости утяжелителей.

ПКБУ собирают в группы по 2 шт. и по 4 шт. на предприятии-изготовителе (при доставке ПКБУ со склада-изготовителя на приобъектный склад стройорганизации автотранспортом) или на полевой базе стройорганизации (при доставке ПКБУ по ж/д отдельно металлическую часть и мягкие конструкции).

Группы из двух штук (для нефтепроводов диаметром 720 - 1220 мм) и из четырех штук (для d 1420 - после дополнительной сборки из двух групп по две штуки) монтажным краном (допускается применение экскаватора, оснащенного траверсой), навешивают на трубопровод, добиваясь совмещения осей симметрии в плане группы ПКБУ и трубопровода. Центровку ПКБУ на нефтепроводе и отстроповку траверсы осуществляет рабочий с помощью шеста с крюком с бровки траншеи.

					Общая часть	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Полости ПКБУ заполняют минеральным (песчаным или глинистым) грунтом из отвала траншеи или привозным грунтом (из карьера), разгружаемым самосвалами в пеноволокушу, перемещаемую экскаватором.

Заполнение ПКБУ грунтом производят до начала осыпания грунта за пределы емкостей ПКБУ.

Утяжелители КГ заполняют грунтом в следующем порядке:

- рукава емкостей одевают на насадки бункера и закрепляют бандажными элементами;
- грузовые элементы контейнера привязывают к металлоконструкциям бункера обрезками упаковочного шнура (тесьмы) с возможностью развязывания узлов под нагрузкой (на бантик).

Перед загрузкой грунтом дно емкостей КГ должно быть выше земли на 30-50 см во избежание образования складок и неравномерной загрузки емкостей. Грунт заполняют экскаватором с промежуточным уплотнением ручными трамбовками. Загрузку производят в две стадии: вначале заполняют емкости грунтом, при этом емкость бункерного устройства на одну треть также должна быть заполнена грунтом;

- отсоединяют грузовые элементы (развязывают "бантик"), в результате емкости КГ зависают на рукавах и оставшийся в емкости бункера грунт сыпается в емкости КГ;
- заполнение грунтом продолжают, сопровождая процесс трамбованием грунта, и заканчивают после заполнения грунтом рукавов;
- размыкают бандажные элементы, снимают рукава емкостей с насадок емкости бункера;
- бункер переставляют на свободное место, освобождая утяжелитель;

					Общая часть	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- грунт в емкостях распределяют вручную равномерно по площади сечения, рукава емкостей заправляют каждый внутрь между одной из стенок емкости и грунтом.

Горловины рукавов перевязывают, связывая между собой пришитые к их основанию два отрезка тесьмы, смежные грузовые элементы емкостей связывают между собой отрезками упаковочного шнура, стягивая этим торцы емкостей.

Утяжелители КГ и ПКБУ устанавливаются на нефтепровод, уложенный на проектные отметки. Допускается установка утяжелителей без водоотлива при уровне воды в траншее не более 0,5 от диаметра балластируемого нефтепровода.

В состав работ по балластировке нефтепроводов железобетонными утяжелителями различных типов входят: доставка, разгрузка утяжелителей и раскладка их в местах, предусмотренных проектом производства работ, подача утяжелителей к месту монтажа, сборка и установка комплектов утяжелителей на уложенный в проектное положение трубопровод.

Установка утяжелителей типа УБО-М и УБО может осуществляться как на уложенный в проектное положение нефтепровод, так и находящийся на плаву в заполненной водой траншее. При этом погружение нефтепровода на проектные отметки может производиться с помощью утяжелителей.

Установку утяжелителей типа 1-УБКм следует производить на нефтепровод, уложенный на проектные отметки. Допускается установка утяжелителей без водоотлива при уровне воды не более 0,5 от диаметра трубы.

Отличительной особенностью балластировки нефтепроводов утяжелителями типа УБГ является то, что их установка в траншею производится до укладки трубопровода, а замыкание над трубопроводом соединительных поясов - после укладки трубопровода на проектные отметки. При этом, замыкание соединительных поясов утяжелителя в траншее без водоотлива допускается при уровне воды не более 0.4 от диаметра трубы.

					Общая часть	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Установка блоков утяжелителя типа УБТ на нефтепровод выполняется последовательно с опиранием каждой продольной стенки блока утяжелителя на откосы траншеи. После установки обоих блоков утяжелителя на нефтепровод они соединяются между собой за строповочные петли поперечных диафрагм, после чего траншея и утяжелитель заполняются грунтом.

Утяжелители типа УБТ устанавливаются на нефтепровод, уложенный на проектные отметки. Работы по установке утяжелителей без водоотлива производятся при уровне воды в траншее не более 0,5 от диаметра трубы.

Монтаж (установка) утяжелителей на уложенный в траншею нефтепровод выполняется автомобильными кранами или кранами-трубоукладчиками.

Для монтажа утяжелителей типа УБО-М, УБО, УБГ и УБТ применяются специальные траверсы.

В целях обеспечения максимальной балластирующей способности железобетонных утяжелителей типа УБО-М, УБО, УБГ и УБТ, а также полимерно-контейнерных балластирующих устройств КГ и ПКБУ установку их на нефтепроводах следует производить преимущественно групповым методом, что обеспечивает возможность использования в качестве дополнительного балласта грунт засыпки траншеи (из отвала или привозной).

Железобетонные утяжелители типа УТК рекомендуется применять на переходах через болота и обводненные участки при сооружении их методом сплава или протаскивания, преимущественно, в летний период. Установка кольцевых утяжелителей типа УТК на нефтепровод осуществляется на специальной монтажной площадке у створа перехода непосредственно перед протаскиванием его через болота, водные преграды или заболоченные участки.

Технологический процесс по балластировке нефтепровода утяжелителями такого типа включает: транспортировку со склада (или полигона ЖБИ) и раскладку полуколец краном-трубоукладчиком на спусковой дорожке. При этом

					Общая часть	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нижний ряд полуколец укладывается по оси спусковой дорожки, а верхний - вдоль нее; укладку плети трубопровода кранами-трубоукладчиками на нижний ряд полуколец; укладку краном - трубоукладчиком верхних полуколец на нефтепровод; закрепление полуколец между собой с помощью болтовых соединений.

До закрепления установленных утяжелителей на трубе проверяется величина зазора между футеровочными прокладками пояса крепления и полукольцами. В местах, где зазоры составляют более 5 мм, под внутреннюю поверхность полукольца устанавливаются дополнительные прокладки соответствующих размеров.

Монтажные операции по установке УТК на нефтепровод осуществляются с помощью кранов-трубоукладчиков, входящих в состав бригады, занятой подготовкой к протаскиванию и самим процессом протаскивания плети нефтепровода.

В случае применения железобетонных утяжелителей в сильно агрессивных грунтах при их изготовлении должны учитываться повышенные требования к бетону в зависимости от вида и степени засоленности грунтов, а также необходимость вторичной защиты - нанесения покрытий по бетону и металлическим элементам конструкции в соответствии с требованиями [СНиП 2.03.11-85](#).

Винтовые анкерные устройства типа ВАУ-1 или ВАУ-М устанавливаются (замыкаются) на уложенном в проектное положение нефтепроводе.

Винтовые анкеры погружаются в грунт установками типа ВАГ в летнее время, как правило, после укладки нефтепровода в траншею. В зимний период установку анкеров, в основном, осуществляют сразу же после разработки траншеи. При этом выполняется комплекс мероприятий, обеспечивающий сохранность изоляционного покрытия нефтепровода при укладке последнего в траншею.

					Общая часть	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Установка винтовых анкеров в грунт (если допущено промерзание траншеи) выполняется после размораживания мерзлых грунтов в основании траншеи или после его механического рыхления.

Контроль за несущей способностью винтовых анкерных устройств осуществляется посредством проведения контрольных испытаний анкеров выдергивающей нагрузкой в соответствии с требованиями ГОСТ 5686-78 на величину, указываемую в проекте. Число испытываемых анкеров определяется требованиями рабочих чертежей в зависимости от конкретных грунтовых условий на участках анкерного закрепления нефтепровода.

Погружение вмораживаемых анкеров в вечномерзлые грунты следует производить буроопускным и опускным способами.

Буроопускной способ целесообразно применять в твердомерзлых грунтах при средней температуре по их глубине - $0,5^{\circ}\text{C}$ и ниже, а опускной - в песчаных и глинистых грунтах, содержащих не более 15% крупнообломочных включений, при средней температуре по их глубине - $1,5^{\circ}\text{C}$ и ниже.

Производство работ по бурению скважин осуществляется буровыми машинами, передвигающимися по спланированному (преимущественно за счет подсыпки грунта) дну траншеи, а также с помощью специального навесного оборудования к гидравлическим одноковшовым экскаваторам, выполняющим работы по бурению скважин с бермы траншеи.

Для разработки скважин парооттаиванием используются передвижные паровые котлы с рабочим давлением 1,0 МПа, производительность которых должна обеспечивать работу целесообразного числа одновременно работающих паровых игл, исходя из расчетного расхода пара до 20-25 кг/час на одну работающую иглу.

Установку вмораживаемых анкеров в грунт следует производить в календарные сроки, обеспечивающие смерзание анкеров с грунтом для обеспечения их расчетной несущей способности.

					Общая часть	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Анкерные устройства дискового типа ДАУ устанавливаются в заранее разработанные в вечномёрзлом грунте скважины, диаметр которых должен превышать диаметр диска не менее, чем на 3 см, при диаметре диска анкера до 200 мм и на 5 см - при диаметре диска анкера свыше 200 мм.

При этом пространство между стенками скважин и анкерами должно быть заполнено грунтовым (песчаным) раствором, состав и консистенция которого подбирается в соответствии с указаниями действующих строительных норм и правил (СНиП 3.03.01-83).

Винтовой вмораживаемый анкер устанавливается в заранее разработанную скважину следующим образом: сначала в скважину устанавливается тяга с наконечником, а затем скважина заполняется грунтовым (песчаным) раствором соответствующего состава и консистенции. Сразу же после заполнения скважины раствором, с помощью средств малой механизации или существующих установок для завинчивания анкеров в грунт, одетая на тягу винтовая лопасть завинчивается до упора (наконечника). Затем на тягу устанавливается втулка и вторая винтовая лопасть, которая также завинчивается до упора. Заключительной операцией является установка силового соединительного пояса.

Балластировка нефтепроводов минеральными грунтами засыпки или комбинированными методами, включая использование полотнищ из НСМ и полимерконтейнеров, производится после укладки нефтепровода на проектные отметки, при условии отсутствия воды в траншее в процессе производства работ (после удаления воды из траншеи техническими средствами), а также в случаях, когда газопровод удерживается в проектном положении с помощью инвентарных утяжелителей повышенной массы.

Балластировка нефтепроводов грунтом с использованием НСМ производится полотнищами длиной 10 и более метров, заготовленными в стационарных условиях. Для создания сплошного ковра в продольном

					Общая часть	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

направлении допускается перекрытие одного полотнища другим внахлест (не менее 0,5 м) без сваривания.

При использовании для балластировки нефтепровода метода по схеме 3 работы производятся в следующей последовательности:

- полотнище из НСМ укладывается в основание траншеи, над нефтепроводом на откосы.
- производится засыпка траншеи минеральным грунтом (местным или привозным), при этом, концы балластируемого участка, длина которого, как правило, не превышает 25 м с каждого торца, не засыпаются на длине 1,0 – 1,5 м.
- полотнища из НСМ длиной 25-26 м замыкаются над балластируемым нефтепроводом с перехлестом в сторону технологической дороги не менее 0,5м; на торцевых участках полотнище укладывается непосредственно на не засыпанный нефтепровод и закрепляется утяжелителями типа УБО, после чего производится окончательная засыпка траншеи с устройством грунтового валика.

При балластировке нефтепроводов грунтом с использованием НСМ ширина полотнищ из НСМ должна обеспечивать либо замыкание его над засыпанным нефтепроводом, либо закрепление на берме траншеи. В зависимости от вида и состояния грунта нефтепровод балластируется сплошь по всей его длине или отдельными перемычками. Длина каждой перемычки составляет 25-30 м, а расстояние между грунтовыми балластирующими перемычками колеблется в пределах до 0,8-1,0 ее длины.

На участках балластировки, где ожидаемая скорость течения талых вод незначительна (не более 0,2 м/сек), закрепление нефтепровода допускается без устройства вертикальных перегородок-перемычек. На других участках необходимость сооружения вертикальных перегородок из НСМ определяется

					Общая часть	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

проектом с учетом конкретных инженерно-геологических характеристик трассы.

Полотнища из НСМ для балластирующих устройств сваривают из заготовленных по необходимому размеру рулонированных нетканых синтетических материалов. Сварку полотнищ выполняют с помощью теплового нагрева краев свариваемых полос и их стыковки (прижатием).

Процесс балластировки нефтепроводов грунтом с применением нетканых синтетических материалов включает: вывозку, разгрузку и раскладку полотнищ вдоль траншеи, размотку и укладку в траншеи, закрепление уложенных полотнищ по краям траншеи, отсыпку балластного грунта, перекрытие балластного грунта и замыкание полотнищ из НСМ; отсыпку и формирование земляного валика.

При этом засыпка траншеи производится одноковшовым экскаватором или траншеезасыпателем. Применение бульдозера допускается лишь для окончательной засыпки траншеи и формирования валика.

При использовании для балластировки нефтепроводов одиночных, заполняемых минеральным грунтом, полимерконтейнеров должен быть выполнен комплекс мероприятий, обеспечивающий сохранность их формы в зимнее время, а также исключающий возможность их примерзания при укладке на берму траншеи.

Заполнение полимерконтейнеров необходимо производить талым или размельченным мерзлым минеральным грунтом; не допускается наличия в грунте посторонних включений, в т.ч. льда и снега.

Полимерконтейнеры типа ПКУ и СПУ доставляют на трассу в виде пакетов и устанавливают на трубу группами по 8-10 шт. Для обеспечения боковой устойчивости полимерконтейнеров последние засыпают грунтом сначала с внешней стороны, а затем емкости.

					Общая часть	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ПКУ с жесткими карманами следует использовать преимущественно при укладке нефтепровода в сухую или осушенную траншею, а с гибкими карманами – в обводненную траншею.

1.14 Контроль качества выполнения работ

При производстве и приемке работ по балластировке и закреплению нефтепроводов должны выполняться требования проекта, СНиП 2.05.06-85 "Магистральные трубопроводы", СНиП III-42-80* "Правила производства и приемки работ. Магистральные трубопроводы" и "Свода правил" СП 107-34-96.

При производстве и приемке работ по балластировке и закреплению нефтепроводов должен осуществляться входной, операционный и приемочный контроль.

Входному контролю подвергаются материалы, средства и устройства для балластировки и закрепления нефтепроводов, которые должны иметь технический паспорт (сертификаты).

Импортные материалы, средства и устройства проверяются по показателям, оговоренным в контракте.

Материалы, средства и устройства, не соответствующие требованиям проекта, должны быть отбракованы в установленном порядке.

Операционный контроль качества выполняемых работ по балластировке и закреплению нефтепроводов производится согласно требованиям проектов производства работ и технологических карт, утвержденных в установленном порядке.

Приемочный контроль качества балластировки и закрепления нефтепроводов производится с целью проверки соответствия выполненных работ требованиям рабочей документации, технологических карт и проектов производства работ. При этом проверяются:

					Общая часть	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- общее число установленных на каждом из участков средств балластировки;
- расстояния между утяжелителями (группами), анкерными устройствами и т.п.;
- протяженность участков, закрепленных грунтом с использованием НСМ;
- несущая способность анкерных устройств на отдельных участках по результатам контрольных испытаний выдерживающей нагрузкой (величина нагрузки и число испытаний определяется проектом, но не менее трех штук);
- качество установки футеровочных матов;
- наличие актов на скрытые работы по балластировке и закреплению участков нефтепровода.

Соответствие выполненных работ рабочим чертежам должно быть оформлено актом приемки работ, подписываемым ответственными представителями заказчика и подрядчиком.

					Общая часть	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Расчётная часть

2.1 Общие данные

2.1.1 Основные исходные параметры

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 надёжности по материалу $K_1 = 1,47$;

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

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

Продукт перекачки: нефть;

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;

					Технология строительства нефтепроводов в осложнённых условиях на примере болот II-III типа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Никитин В.Н.			Расчётная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Богданов А.Л.					82	141
Консульт.		Брусник О.В.				ТПУ гр. 2Б2Б		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

Грунт (песок): $\gamma_{гр} = 25 \text{ кН/м}^3$;

Высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта:

$$h = 0,8 \text{ м};$$

$$C_{гр} = 1,5 \text{ кПа}; \quad \phi_{гр} = 37 \text{ град}; \quad K_0 = 20 \text{ МН/м}^3.$$

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

Длина перехода: $l = 167 \text{ м}$ – ширина перекрываемого естественного препятствия;

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

Температурный перепад: $\Delta t = \pm 48 \text{ }^\circ\text{C}$.

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 ($L_1 = 120 \text{ м}$).

					<i>Расчётная часть</i>	<i>Лист</i>
						83
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Длина участка на заболоченном участке ($L_1 = 135\text{м}$).

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

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

2.2 Расчет подземного трубопровода

2.2.1 Расчетные сопротивления растяжению (сжатию).

$$R_1 = \sigma_{\text{вр}} \cdot \frac{m}{K_1 \cdot K_n}; \quad (2.1) \quad R_2 = \sigma_m \cdot \frac{m}{K_2 \cdot K_n}, \quad (2.2)$$

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

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

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

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.

					Расчётная часть	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Кольцевые напряжения от внутреннего давления

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

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

$$\sigma_{np.N} = -\alpha E \Delta t + \mu \sigma_{кц} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,0610^5 \cdot 36 + 0,3 \cdot 257 = -11,9 \approx 12 \text{ МПа} \quad (2.6)$$

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

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

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений

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

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

2.3 Проверка прочности и деформаций

2.3.1. Прочность в продольном направлении

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

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

12 МПа < 279 МПа Условие выполняется;

					Расчётная часть	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций трубопроводов в продольном и кольцевом направлениях

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H \quad (2.11)$$

$$\sigma_{кц} \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H \quad (2.12)$$

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

264 МПа < 206 МПа - условие выполняется;

где, σ_{np}^H - максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий.

2.3.2. для положительного температурного перепада

$$\begin{aligned} \sigma_{np}^H &= \mu \sigma_{кц} - \alpha E \Delta t \pm \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho} = 0,3 \cdot 257 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 36 - \\ &- \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 720}{2 \cdot 1220 \cdot 720} = -93,8 \text{ МПа,} \end{aligned} \quad (2.13)$$

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

93,8 МПа ≤ 54 МПа - условие не выполняется;

2.3.3. для отрицательного температурного перепада

$$\begin{aligned} \sigma_{np}^H &= \mu \sigma_{кц} - \alpha E \Delta t \pm \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho} = 0,3 \cdot 257 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 36 + \\ &+ \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 720}{2 \cdot 1220 \cdot 720} = 74 \text{ МПа,} \end{aligned} \quad (2.14)$$

74 МПа ≤ 54 МПа - условие не выполняется;

Для удовлетворения условия при положительном перепаде температур необходимо увеличить толщину стенки трубы, либо понизить

					Расчётная часть	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

рабочее давление в трубопроводе, либо увеличить радиус упругого изгиба трубопровода. Остановимся на последнем, увеличив ρ до 2000 м. Тогда:

Кольцевые напряжения от внутреннего давления

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

ψ_3 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб;

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

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

- для положительного температурного перепада;

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

25 МПа < 54 МПа – условие выполняется

- для отрицательного температурного перепада;

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

					Расчётная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

49 МПа < 54 МПа - условие выполняется.

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

$$S \leq m N_{кр} , \quad (2.17)$$

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;

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

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

					Расчётная часть	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где p_0 - сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины

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

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

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

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

Где,

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

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

$q_{гр}$ - нагрузка от собственного веса изолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом;

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

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;

					<i>Расчётная часть</i>	<i>Лист</i>
						89
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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

$q_{пр}$ – нагрузка от веса продукта;

$$q_{пр} = 100 \text{ Р } D_{BH}^2 = 100 \cdot 6,00702^2 = 296 \text{ Н/м};$$

$q_{верт}$ – сопротивление;

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

Осевой момент инерции

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

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

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

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

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

Расчетная длина волны выпучивания

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

					Расчётная часть	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 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 $N_{кр} = 11,3 \text{ МН}$

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

$2,8 \text{ МН} < 8,5 \text{ МН}$ - 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

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

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

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

W - момент сопротивления поперечного сечения трубы

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

$q_{тр}$ - полная расчетная нагрузка

$$q_{тр} = q_m + q_{из} + q_{пр} + q_{снeг} + q_{лeд} \quad (2.37)$$

					Расчётная часть	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

q_m – нагрузка от собственного веса трубы (вес металла)

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

$n_{cb} = 1,1$ – 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

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

$q_{снег}$ – снеговая нагрузка на трубопровод

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

$n_c = 1,4$ – 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;

$B_e = 0,77 \cdot D_{ни} = 0,77 \cdot 0,734 = 0,565 \text{ м}$ – 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;

					<i>Расчётная часть</i>	<i>Лист</i>
						92
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$B = 10$ мм – толщина стенки гололеда

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

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

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

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

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

Продольное усилие, действующее в трубопроводе при нагревании

$$N = 0,3 \sigma_{\text{кц}} F - \alpha E F \Delta t = 0,3 \cdot 257 \cdot 0,0201 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,0610^5 \cdot 0,0201 = -0,83 \text{ МН} \quad (2.44)$$

Критическая (Эйлера) сила

$$N_{\text{кр}} = - \frac{\pi^2 \cdot E \cdot J}{(\eta \cdot l)^2} = - \frac{3,14^2 \cdot 206000 \cdot 0,0013}{(0,6 \cdot 28,3)^2} = -9,2 \text{ МН} \quad (2.45)$$

Коэффициент

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

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

					Расчётная часть	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

При определении коэффициента ψ_4 отношение $\sigma_{кц}/R_2$ 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 МН < 34,9 МН - условие не выполняется

					Расчётная часть	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 $q_{тр}$

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

Критическая (Эйлера) сила

$$N_{кр} = - \frac{\pi^2 \cdot E \cdot J}{(\eta \cdot l)^2} = - \frac{3,14^2 \cdot 206000 \cdot 0,0013}{(0,6 \cdot 83,5)^2} = - 1,05 \text{ МН.}$$

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

					<i>Расчётная часть</i>	<i>Лист</i>
						95
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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

Проверка прочности трубопровода в продольном направлении

$$|\sigma_{\text{пр}}| \leq \psi_4 R_2;$$

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

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 $q_{\text{тр}}$

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

Критическая (Эйлера) сила

$$N_{\text{кр}} = - \frac{\pi^2 \cdot E \cdot J}{(\eta \cdot l)^2} = - \frac{3,14^2 \cdot 206000 \cdot 0,0013}{(0,6 \cdot 55,7)^2} = -2,4 \text{ МН.}$$

Коэффициент

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

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

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

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

Изгибающий момент от действия продольной силы

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

					Расчётная часть	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Суммарный изгибающий момент

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

Продольные напряжения

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

Проверка прочности трубопровода в продольном направлении

$$|\sigma_{\text{пр}}| \leq \psi_4 R_2;$$

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

358 < 34,9 МН - условие не выполняется.

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

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

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

Критическая (Эйлера) сила

$$N_{\text{кр}} = - \frac{\pi^2 \cdot E \cdot J}{(\eta \cdot l)^2} = - \frac{3,14^2 \cdot 206000 \cdot 0,0013}{(0,6 \cdot 41,8)^2} = -42 \text{ МН.}$$

Коэффициент

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

Фактическая стрела прогиба

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

					Расчётная часть	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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:

$$L_{\max} = \sqrt{\frac{12W[R_2 - \sigma_{пр.р.}]}{q_{тр}}} = \sqrt{\frac{12 \cdot 0,02027 \cdot [185 - 128,7]}{0,003018}} = 32,8 \text{ м.} \quad (2.53)$$

					Расчётная часть	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

$[\sigma_{np.u}]$ – допустимое напряжение изгиба;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Максимальный прогиб в середине пролета

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

Максимальный фактический прогиб в середине пролета

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

					Расчётная часть	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

					Расчётная часть	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Если известно суммарное продольное перемещение трубопровода Δ_k , определяют необходимую рабочую длину компенсатора

$$l_k = \sqrt{\frac{3 \cdot E \cdot D_H \cdot \Delta_k}{2 \cdot [\sigma_{\text{комп.}}]}} = \sqrt{\frac{3 \cdot 206000 \cdot 0.720 \cdot 0,1}{2 \cdot 56.5}} = 19,8 \text{ м} \quad (2.67)$$

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

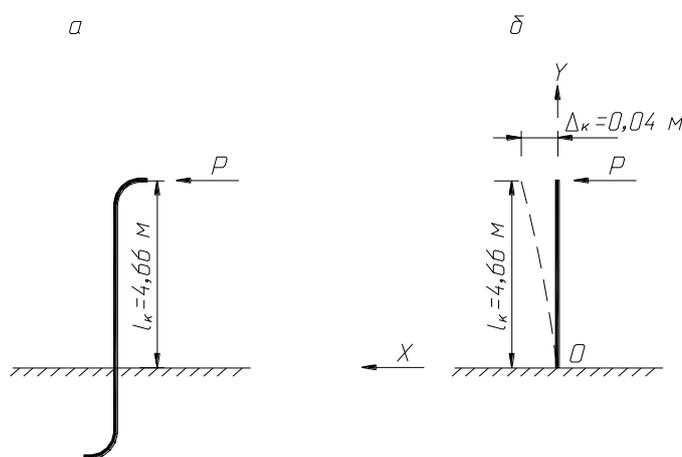


Рис. 2.1. Г – образный компенсатор:

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.

					<i>Расчётная часть</i>	<i>Лист</i>
						101
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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.

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

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

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

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

$q_{в}$ – расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод:

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

$$q_{в} = 10500 \cdot \frac{3.14}{4} \cdot 0.73024^2 = 4393.25 \frac{\text{Н}}{\text{м}};$$

где $\gamma_{в} = 10500 \frac{\text{Н}}{\text{м}^2}$ – удельный вес воды;

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

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

					Расчётная часть	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

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

$\beta=6^{\circ}3' = 0,10559$ 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 $n_{\text{с.в.}} = 0,95$;

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

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

где $q_{\text{м}}$ нагрузка от собственного веса металла трубы;

$$q_{\text{м}} = \gamma_{\text{м}} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2), \quad (2.72)$$

$$q_{\text{м}} = 78500 \cdot \frac{3.14}{4} \cdot (0,720^2 - 0,702^2) = 1750 \frac{\text{Н}}{\text{м}};$$

$\gamma_{\text{м}} = 78500 \frac{\text{Н}}{\text{м}^3}$ удельный вес металла, из которого изготовлены трубы (

$\gamma_{\text{м}} = 78500 \frac{\text{Н}}{\text{м}^3}$ для стали);

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

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

$$q_{\text{из}} = (1.26 \cdot 10^{-3} \cdot 1090 + 1.3 \cdot 10^{-3} \cdot 1055) \cdot 2.3 \cdot 3.14 \cdot 0.720 \cdot 9.81 \cdot 0.95 = 133 \frac{\text{Н}}{\text{м}};$$

					Расчётная часть	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

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

$\delta_{об.}=1,3$ мм толщина обертки, для марки «Полилен О»;

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

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

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

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

$$P_x = 1 \cdot \frac{1.05 \cdot 10^4}{2 \cdot 9,81} \cdot 0,54^2 \cdot 0,73024 = 113,33 \frac{Н}{м};$$

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

$$P_y = 0,66 \cdot \frac{1.05 \cdot 10^4}{2 \cdot 9,81} \cdot 0,54^2 \cdot 0,73024 = 74,79 \frac{Н}{м};$$

$C_x=1,0$; $C_y=0,66$ коэффициенты для футерованных труб;

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

					Расчётная часть	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\delta_n = \sqrt[3]{\frac{D_{cp}^3 \cdot \gamma_B \cdot (h_B + h_o)}{2 \cdot E}}, \quad (2.80)$$

где D_{cp} - средний диаметр трубы:

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

h_B - глубина водоема = 3,8 м;

h_o - 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.

2.7 Определение параметров балластировки

Применяем чугунные грузы массой груза $m_g = 1100$ кг, $R_1 = 480$ мм, $R_2 = 415$ мм, $R_3 = 310$ мм, $A = 485$ мм, $M = 960$ мм.

Нормативный вес балластировки на обводненном участке

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

где n_δ коэффициент надежности по нагрузке;

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

q_B - расчетная выталкивающая сила воды;

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

k - коэффициент трения трубы о грунт при поперечных перемещениях,

					Расчётная часть	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$k = 0,55$ – для гравелистого грунта.

где $q_{\text{доп}}$ расчетная нагрузка от веса продукта ($q_{\text{доп}} = 296 \frac{\text{Н}}{\text{М}}$);

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

2.7.3. Вес балластировки в воздухе

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

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

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

$\gamma_{\text{в}}$ плотность воды.

Расстояние между грузами:

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

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

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.

					Расчётная часть	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.7.2 Определение параметров балластировки для заболоченного участка

Применяем железобетонные грузы УБО-3. Общая масса груза $Q_{\Gamma}=3346$ кг, удельный вес материала пригрузки $\gamma_{\text{б}}=2,3 \cdot 10^4$ Н/м³.

Величина балластировки в воде:

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

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

Величина балластировки в воздухе:

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

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

Средний объем грузов $V_{\Gamma}=1,46$ м³:

Расстояние между грузами:

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

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

Количество грузов:

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

где L длина участка ($L_1 = 135$ м).

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

					Расчётная часть	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Экономическая часть

3.1 SWOT-анализ

SWOT-анализ — метод стратегического планирования, заключающийся в выявлении факторов внутренней и внешней среды организации и разделении их на четыре категории: Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы).

Таблица 3.1 – Матрица SWOT

<p>Сильные стороны:</p> <p>С1 Практически не требует вложений в процессе эксплуатации</p> <p>С2. Долгий срок эксплуатации</p> <p>С3. Разные технологии строительства</p>	<p>Слабые стороны:</p> <p>Сл1. Требования к наличию нормативных документов</p> <p>Сл2. Сложность прокладки нефтепровода</p> <p>Сл3. Необходимость сооружения лежневых дорог</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Транспортировка большого количества нефти</p> <p>В2. Улучшение технологий сооружения нефтепроводов на болотах.</p> <p>В3. Строительство нефтепроводов на болотах позволит увеличить объем выручки и долю денежных поступлений.</p>	<p>Угрозы:</p> <p>У1. Необходимость в высококвалифицированном персонале для ремонта и обслуживания.</p> <p>У2. Большая вероятность выхода из строя производственного оборудования.</p>

					Технология строительства нефтепроводов в осложненных условиях на примере болот II-III типа			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Никитин В.Н.			Финансовый менеджмент, РЭ и РС	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Богданов А.Л.					108	141
Консульт.		Брусник О.В.				ТПУ гр. 2Б2Б		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

3.2 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Для этого заполняется специальная форма, в которой содержатся показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта. Полученные результаты анализа степени готовности приведены в таблице

Таблица 3.2

Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно-технический задел	3	2
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	3	3
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	3	3
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	3	2
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	3	3
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	2	3

7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	3	3
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	2	2
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	3
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	2
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	3	3
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	3	3
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	3	3
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	3	3
15	Проработан механизм реализации научного проекта	3	3
	ИТОГО БАЛЛОВ	43	41

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i ,$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению; B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ говорит нам о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени проработанности представленного научного проекта составляет 43, это говорит о средней перспективности, а знания разработчика достаточны для успешной ее коммерциализации. Уровень имеющихся знаний у разработчика имеет значение 45 – перспективность выше средней.

По результатам оценки можно сказать, что в первую очередь необходимо проработать вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот. Следующими задачами будет проработка вопросов финансирования коммерциализации научной разработки и поиск команды для коммерциализации научной разработки.

3.3 План проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы.

Таблица 3.3

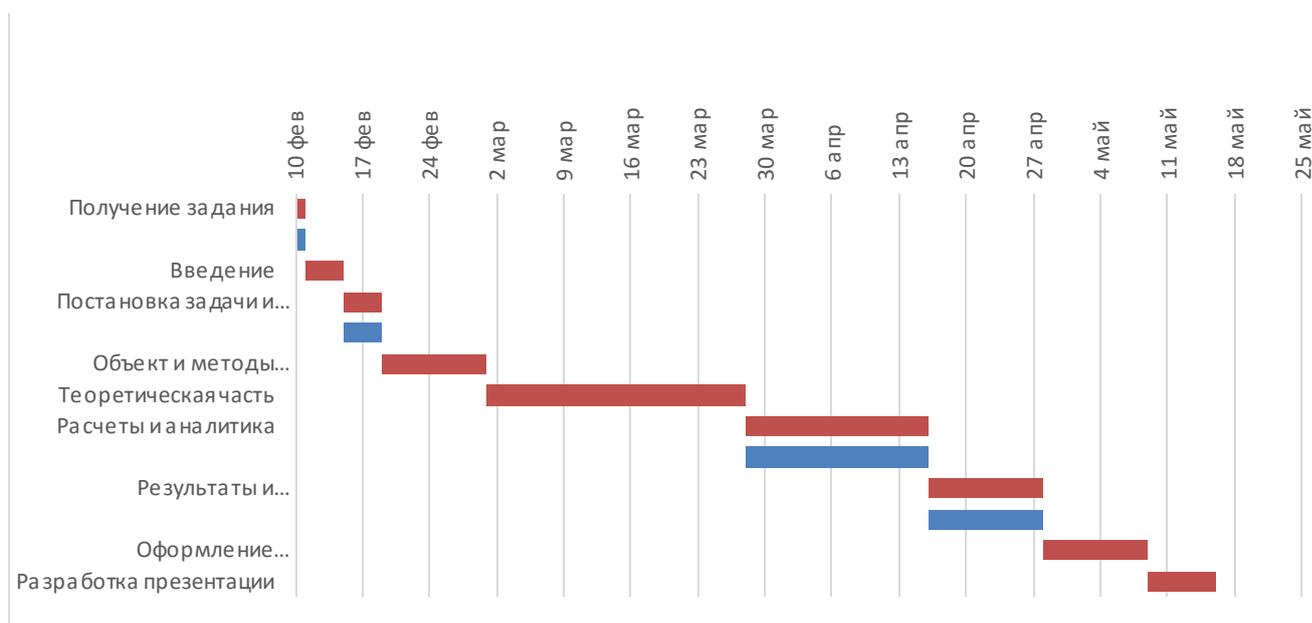
Календарный план проекта

Код работы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Получение задания	1	10.02.2016	11.02.2016	Никитин В.Н. Богданов А.Л.
2	Введение	4	11.02.2016	15.02.2016	Никитин В.Н.

3	Постановка задачи и целей исследования, актуальность	4	15.02.2016	19.02.2016	Никитин В.Н. Богданов А.Л.
4	Объект и методы исследования	11	19.02.2016	01.03.2016	Никитин В.Н.
5	Теоретическая часть	27	01.03.2016	28.03.2016	Никитин В.Н.
6	Расчеты и аналитика	19	28.03.2016	16.04.2016	Никитин В.Н. Богданов А.Л.
7	Результаты и обсуждения	12	16.04.2016	28.04.2016	Никитин В.Н. Богданов А.Л.
8	Оформление пояснительной записки	11	28.04.2016	09.05.2016	Никитин В.Н.
9	Разработка презентации	7	09.05.2016	16.05.2016	Никитин В.Н.
Итого:		96			

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады (таблица 3.4)

Календарный план-график проведения диплома по теме.



- Бакалавр
- Руководитель

3.4 Бюджет, требуемый для прокладки сланей

В России магистральные нефтепроводы прокладываются в очень разнообразных геологических условиях. При других равных условиях (диаметр, протяженность трубопровода и др.) стоимость строительства трубопровода в усложненных условиях болот выше, чем стоимость строительства на устойчивых грунтах. Это объясняется необходимостью прокладки сланей, снижающих удельное давление на поверхность грунта, для устойчивой работы экскаваторов при рытье траншей.

В этом разделе будет приведен расчет стоимости постановки сланей для прокладки магистрального трубопровода на примере строительства дороги длиной 3 650 метров в условиях Васюганских болот в летний период.

Слани предназначены для работы тяжелой техники на заболоченной или топкой местности, на грунте с повышенным уровнем влаги или на рыхлой песчаной поверхности. При работе экскаватора в такой среде

					Финансовый менеджмент, РЭ и РС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

существует риск опрокидывания или значительного погружения в грунт машины, и именно слани обеспечивают устойчивое положение экскаватора на рабочей поверхности. Качественная укладка сланей гарантирует не только эффективную работу в сложных окружающих условиях, сохранность и исправность техники, но и безопасность оператора работающей машины.

Слани для экскаватора представляют собой сборную конструкцию, состоящую из нескольких элементов скрепленных друг с другом, так называемые понтоны, которые обеспечивают движение экскаватора по непроходимой местности. Зачастую длина элементов составляет около 6 метров, а диаметр подбирается в зависимости от массы техники, которая будет передвигаться по поверхности собранной конструкции. Диапазон диаметров используемых бревен колеблется от 0,18 м до 0,24 м и должен гарантировать надежность окончательной конструкции и удобство монтажа. Каждые три бревна соединяют в единый щит, скрепленный массивными болтами. При работе экскаватор под своими гусеницами имеет по два таких щита, а остальные находятся впереди него, что позволяет проходить вязкую местность, используя дополнительную монолитную поверхностную опору. При проезде экскаватора поверх сланей, освободившиеся элементы перемещают при помощи тросов с крюками перед ним, таким образом, обеспечивая медленное, но надежное продвижение машины и выполнение основной работы. Перемещение сланей по техническим стандартам и регламенту возможно только по команде главного машиниста смены. По краям верхнего слоя бревенчатого настила укладывают колесоотбойные бревна, уложенные продольно. Колесоотбойные бревна скрепляют с бревенчатым настилом проволочными скрутками, скобами или болтами.

В процессе работы слани переключает сам экскаватор. Для удобства перекладки на них укрепляют крючья или петли. Трос, прикрепленный к ковше экскаватора, цепляют за петли или крючья. При подъеме ковша приподнимают слани, и при повороте кабины экскаватора на 180 переносят их на новое место. Слани укладывают перед гусеницами экскаватора [8].

					Финансовый менеджмент, РЭ и РС	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В состав комплекса работ по изготовлению сланей входят следующие последовательные операции:

- подноска необходимых материалов и соответствующего инструмента;
- раскрой и установка бревен по размеру используемой техники;
- соединение бревен между собой посредством перевязки их металлической проволокой и укрепления болтами для окончательной стяжки;
- укрепление отдельных элементов сланей поковками.

Изготовление бревенчатых сланей для экскаватора, из расчета того, что будут использоваться бревна диаметром 24 см, потребует в среднем нижеприведенный расход необходимых материалов:

- бревно диаметром 0,24 м и длиной 6 м – 1,60 м. куб;
- бревно диаметром 0,24 м и длиной 0,6 м – 0,25 м. куб;
- болты для стяжки диаметром 22 мм и длиной 2,15 м – 35-36 кг;
- скобы металлические диаметром 15 мм – 17 кг;
- проволока стальная диаметром 6 мм – 6–7 кг.

При определенных условиях готовые слани могут дополнительно посыпаться плотным гравийным слоем, что обеспечит дополнительную устойчивость и антискользкие качества поверхности.

					Финансовый менеджмент, РЭ и РС	Лист
						115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Табл. 3.5

Расчет количества материала для сланей на 1 км траншеи

Перечень работ	Материалы	Ед. изм.	Расход для трубопроводов диаметром, мм,					
			до					
			300	600	800	1000	1200	1400
			Глубина траншеи, м					
			1,2	1,4	1,6	1,8	2,2	2,3
Изготовление, укладка и перекладка сланей	Бревна до 240 мм	м ³	23,03	27,1	30,8	35,0	42,0	46,2
	Проволока 4 мм	т	0,191	0,23	0,26	0,29	0,35	0,39
	Скобы строительные	кг	46	54	61	69	83	92

Табл. 3.6

Смета затрат при прокладке сланей

Категория затрат	Составляющие	Примечание	Сумма затрат, руб.	Итого, руб.
Проектирование прокладки сланей	Организация строительства, определение состава сланей, расчет необходимой несущей способности	Подготовка материалов, расчет интенсивности движения, определение расчетных нагрузок	450 000	450 000
Закупка материала	Бревна	Из расхода на 3 650 м.	766 500	867 000
	Проволока		25 500	
	Скобы		75 000	
Прокладка	Очистка полосы от кустов и		45 000	355 000

					Финансовый менеджмент, РЭ и РС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		116

	деревьев			
	Прокладка сланей	Установка сланей экскаватором	310 000	
Заработная плата	1 бригада	9 чел. * 45.000 руб/чел = 405.000 руб/мес. 45.000/30*9=13550 – один человек 13500*9=121.500	121 500	133 650
	9 человек в бригаде			
	Средняя зарплата – 45.000 руб/чел(включающая в себя р.к. 1,5, северная надбавка не учитывается)			
	Дополнительна я ЗП	10% от основной 45.000-100% X – 10% X= 4.500 руб/мес 4.500/30*9=1350 1350*9=12150	12.150	
Страховые отчисления	30% от ЗП+ДЗП	-	40 095	40 095

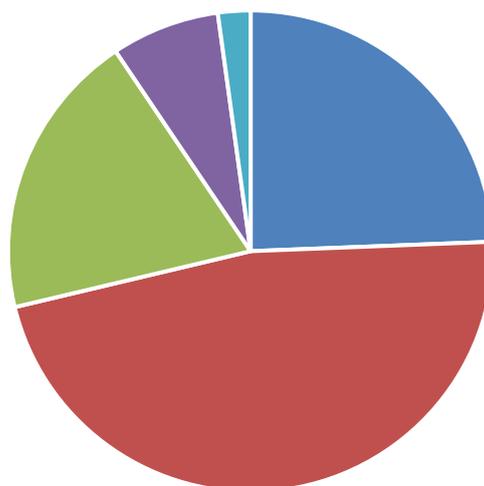
Всего затраты на прокладку сланей составляют:

$$S_{\text{сланейобщ}} = 450\,000 + 867\,000 + 355\,000 + 133\,650 + 40\,095 = 1\,845\,745 \text{ рублей}$$

Для большей наглядности построим диаграмму, с отражением основных затрат на проведение данной работы:

										Лист
										117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Финансовый менеджмент, РЭ и РС					

Расходы



■ Проектирование ■ Материал ■ Прокладка ■ ЗП ■ Страховые отчисления

Итоговая стоимость прокладки сланей для работы одноковшовых экскаваторов составляет примерно 1 миллион 846 тысяч рублей.

					Финансовый менеджмент, РЭ и РС	Лист
						118
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. Социальная ответственность при строительстве нефтепровода

В последние годы все большее значение приобретают требования мирового сообщества и практически всех государств к социальной стороне деятельности организаций. Это в равной мере относится к организациям всех типов, размеров и форм собственности вне зависимости от их географического размещения, сферы деятельности, культурных и национальных традиций (ИСО 26000: 2011).

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров (ГОСТ Р ИСО 26000-2012).

Согласно Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» линейная часть магистрального трубопровода является опасным производственным объектом.

Требования по охране труда при сооружении противоэрозионных мероприятий на линейной части магистрального трубопровода определяются законом «Об основах охраны труда в РФ», «Законом о промышленной безопасности опасных производственных объектов», другими действующими законодательными актами РФ и субъектов РФ, правилами, решениями и указаниями органов государственного надзора, Министерства и ведомства руководящими документами компании.

					Технология строительства нефтепроводов в осложненных условиях на примере болот II-III типа			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Никитин В.Н.			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Богданов А.Л.					119	141
<i>Консульт.</i>		Брусник О.В.				ТПУ гр. 2Б2Б		
<i>Зав. Каф.</i>		Рудаченко А.В.						

4.1 Производственная безопасность

4.1.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать нефтепровод.

Все ремонтные работы линейной части нефтепровода ведутся в полевых условиях, что требует обязательного наличия спецтехники.

Трасса нефтепровода проходит вдоль автомобильной трассы, что значительно облегчает подъезд техники к ней. Ремонтные работы на сильно заболоченных участках проводятся в зимний период.

При строительстве нефтепровода могут возникнуть опасные и вредные факторы.

Опасные факторы – это факторы, приводящие к травме или другому резкому ухудшению здоровья.

Вредные факторы – это факторы, воздействие которых на организм человека может привести к профессиональному заболеванию.

Перечень опасных и вредных факторов, возникающих под действием основных элементов производственного процесса при строительстве нефтепровода на данной территории приводится в таблице 4.1.

					Социальная ответственность	Лист
						120
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Основные элементы производственного процесса ремонтных работ, формирующие опасные и вредные факторы

Работы	Наименование запроектированных видов работ и параметров производственного процесса	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Норматив-ные документы
		Опасные	Вредные	
Строительство нефтепровода	Подготовка места проведения работ, строительство линейной части и рекультивация почвы.	1.Механические травмы при основных видах работ 2.Ожоги при сварке 3.Повреждения в результате контакта с насекомыми 4.Поражение электрическим током 5.Пожаровзрыво-опасность 6.Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением)	1.Отклонение параметров климата при полевых работах 2.Повышенный уровень шума 3.Загазован-ность 4.Тяжесть и напряжённость физического труда	ГОСТ 12.003.-74 [7]; ГОСТ 12.1.005-88 [8]; ГОСТ 12.1.003-83 [9]; ГОСТ 12.1.004-91 [3]; ГОСТ 12.1.019-79 [10]; ОСТ 153-39.3-051-2003 [11]; СНиП 2.05.06-85 [12].

4.1.2 Техника безопасности при производстве работ по балластировке

Строительно-монтажные работы запрещается выполнять без утвержденного в установленном порядке проекта производства работ (ППР), предусматривающего комплекс организационных и технических мероприятий, выполнение которых обеспечивает безопасность проведения работ[17].

К выполнению работ по балластировке и закреплению нефтепроводов могут быть допущены рабочие: прошедшие предварительный и периодический медицинские осмотры в установленные сроки; достигшие возраста 18 лет и обученные безопасным методам труда и приемам ведения работ, прошедшие экзаменационную проверку знаний (и

					Социальная ответственность	Лист
						121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

инструктаж) методов и приемов ведения работы, обеспеченные спецодеждой, спецобувью и защитными приспособлениями.

На месте производства работ необходимо иметь отапливаемый вагон-домик, а освещенность при работе в темное время не должна быть менее 25 лк.

Во избежание неблагоприятного воздействия статического электричества на рабочий персонал, применяемое оборудование должно быть заземлено, а рабочие места снабжены резиновыми ковриками.

В процессе работы по балластировке нефтепроводов необходимо следить за надежностью стенок и бровки траншеи; при появлении трещин и сколов грунта, которые могут привести к обрушению бермы, следует немедленно прекратить работу и принять меры к недопущению развития таких явлений.

При проведении балластировочных работ в пределах призмы обрушения увлажненных грунтов не допускается движение тяжелых транспортных средств, а также складирование материалов[18].

До начала работ.

1) До начала работ, оформить наряды – допуска на проведение газоопасных, огневых работ и работ повышенной опасности. Земляные работы, перевозка и транспортировка техники в охранной зоне нефтепровода, врезка вантуза, врезка прорезным устройством, вырезка катушки, герметизация внутренней полости трубы, сварочно-монтажные работы, демонтаж герметизаторов, изоляционные работы, обратная закачка, засыпка котлована.

2) Провести внеочередной инструктаж всем членам бригады по безопасным методам и приёмам ведения газоопасных, огневых работ и 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 наряде-допуске. Ознакомить всех руководителей, специалистов, механизаторов и бригадиров

					Социальная ответственность	Лист
						122
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

с данным Планом производства работ до начала работ, выборочно опросить персонал по усвоению требований безопасности.

3) До начала работ установить наличие и обозначить знаками расположение всех коммуникаций в радиусе проведения работ.

4) После доставки и расстановки всё электрооборудование, жилые вагоны, электрические аппараты следует заземлить.

5) Проверить взрывозащиту и изоляцию применяемого оборудования.
На весь период работ.

1) В зоне производства работ организовать места для приема пищи, отдыха и санитарно – гигиенические зоны. Жилой городок расположить на расстоянии не менее 100 м от места производства работ.

2) Перед началом работ в приемке переносным газоанализатором АНТ–2М проверить уровень загазованности воздушной среды согласно разделу При этом содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно допустимой концентрации (ПДК) по санитарным нормам (для нефти 0,01 % об. или 300 мг/м³), при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно-допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДВК), для паров нефти 2100 мг/ м³

3) При сильном притоке грунтовых вод стенки ремонтного котлована должны крепиться металлическими или деревянными шпунтами, а при их отсутствии – деревянными сваями.

4) Всю гусеничную технику, используемую при производстве работ, оборудовать устройствами, предохраняющими от бокового скольжения.

5) Проверить наличие спецодежды, спец обуви и СИЗ у исполнителей по видам работ (костюм х/б, костюм сварщика, противогаз шланговый, страховочный пояс, страховочная веревка, защитная каска и т.д.)[19].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		123

4.1.3. Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

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

4.1.4 Механические травмы при основных видах работ

В полевых условиях при строительстве трубопровода возможность получения механических травм очень высока. Повреждения могут быть разной тяжести вплоть до летального исхода, так как работа ведется с объектами большого веса. Для предотвращения повреждений необходимо соблюдать технику безопасности и индивидуальную безопасность жизнедеятельности.

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

4.1.5 Ожоги при сварке

Сварку плетей и труб в нитку производят ручной электродуговой сваркой. Для ручной электродуговой сварки существует несколько опасных факторов воздействий на сварщика: поражение электрическим током при прикосновении человека к токовыводящим частям электрической цепи; поражение лучами электрической дуги глаз и открытой поверхности кожи; ожоги от капель брызг металла и шлака при сварке; взрыва в результате проведения сварки вблизи легковоспламеняющихся и взрывоопасных веществ; травмы различного рода механического характера при подготовке трубопровода к сварке и в процессе сварки.

Для предохранения от брызг расплавленного металла и излучения сварочной дуги, сварщик должен носить положенную спецодежду и спецобувь, а глаза и лицо закрывать специальной маской или щитком со

					Социальная ответственность	Лист
						124
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

светофильтром. Электросварщику следует работать на резиновом коврике, пользоваться диэлектрическими перчатками. Рабочие места должны быть снабжены индивидуальными аптечками и индивидуальными средствами пожаротушения. Для тушения электрооборудования должны быть применены углекислотные огнетушители[20].

4.1.6 Повреждения в результате контакта с насекомыми

В районах работ, где имеются кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.), работники должны быть оснащены соответствующими средствами защиты, а так же накомарниками.

В полевых условиях наиболее опасны укусы энцефалитного клеща.

Поэтому нужно уделять особое внимание профилактике энцефалита. Основное профилактическое мероприятие – противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу. Также, при проведении ремонтов необходимо:

- иметь противоэнцефалитную одежду;
- проводить осмотр одежды и тела 3-4 раза в день.

При заболевании энцефалитом происходит поражение центральной нервной системы[21].

4.1.7 Поражение электрическим током

Опасность поражения электрическим током существует при работе с прорезными устройствами типа МРТ и при сварке.

Значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять [13].

Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях:

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

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

					Социальная ответственность	Лист
						125
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

находящихся под напряжением.

Защита от электрического тока делится на два типа:

1. коллективная,
2. индивидуальная.

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

Электрический ток оказывает следующие воздействия на человека:

- поражение электрическим током;
- пребывание в шоковом состоянии;
- ожоги;
- нервное и эмоциональное расстройство;
- смертельный исход.

Мероприятия по созданию безопасных условий:

- инструктаж персонала;
- аттестация оборудования;
- соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой[17].

4.1.8 Пожаровзрывоопасность

Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при проведении подготовительных и основных работ.

Опасность возгорания или взрыва высока вследствие работы с горючим углеводородным сырьем. В траншеях, где происходит непосредственно ремонт, может скапливаться газ, что чревато возникновением взрыва.

Организационные и технические меры по обеспечению пожарной безопасности при производстве работ.

1) Работы при замене дефектных участков на объектах магистральных нефтепроводов должны выполняться с соблюдением Правил пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов ВППБ 01-05-99, Правил пожарной безопасности в Российской Федерации ППБ 01-03.

					Социальная ответственность	Лист
						126
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2) В соответствии с Положением о разграничении ответственности при проведении плановых работ на линейной части магистральных нефтепроводов ответственность за производство огневых работ возлагается на главного инженера.

3) Все работники, занятые на ремонтных работах на линейной части магистральных нефтепроводов, должны пройти противопожарный инструктаж и сдать зачет по пожарно-техническому минимуму, знать и выполнять инструкции по пожарной безопасности на рабочем месте, уметь пользоваться первичными средствами пожаротушения.

4) Непосредственные исполнители огневых работ (электросварщик, газосварщик, газорезчик) должны иметь квалификационное удостоверение на право выполнения этих работ.

5) Проведение огневых работ при замене дефектного участка осуществляется согласно настоящего ППР, по нарядам-допускам, оформленных в соответствии с Регламентом .

6) На месте производства работ устанавливается противопожарный режим, определяются места размещения и допустимое количество горючих материалов, порядок проведения огневых работ.

7) Автомобили, спецтехника, оборудование и механизмы, а также технические средства, не используемые при работе, следует располагать по отношению к земляным амбарам и ремонтному котловану с наветренной стороны на расстоянии, не ближе 100 м.

8) Освещение рабочих площадок должно производиться светильниками и прожекторами во взрывозащитном исполнении.

9) Корпуса передвижных электростанций необходимо заземлить. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 25 Ом.

10) При проведении работ по замене дефектных участков на объектах магистральных нефтепроводов должно быть обеспечено круглосуточное дежурство пожарного расчета на автоцистерне.

11) На месте проведения огневых работ должны быть следующие

					Социальная ответственность	Лист
						127
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

первичные средства пожаротушения:

- кошма войлочная или асбестовое полотно размером 2х2 –2 штуки;
- огнетушители порошковые ОП-10, или углекислотные ОУ-10 – 10 штук или один огнетушитель ОП-100, ОУ-80 – 2 шт.;
- лопаты, топоры, ломы.

12) Перед началом основных работ в ремонтном котловане пожарная автоцистерна устанавливается не ближе 30 м от места производства работ.

13) Герметизирующие устройства должны обеспечивать надежную герметизацию ремонтируемого участка..

14) Перед началом огневых работ необходимо замерить концентрацию паров нефти в воздухе рабочей зоны для определения возможности ведения работ.

15) Отбор и анализ проб воздушной среды осуществляют лица, прошедшие специальную подготовку, сдавшие аттестационный экзамен в присутствии представителя Госгортехнадзора России и получившие допуск на проведение данного вида работ.

16) Контроль воздушной среды проводится до и после выполнения всех подготовительных мероприятий, предусмотренных нарядом-допуском.

17) Воздушная среда должна контролироваться непосредственно перед началом работ.

18) При проведении огневых работ по замене «катушки» дополнительно необходимо контролировать воздушную среду по периметру герметизирующего устройства до тех пор пока участок трубопровода не будет “закрыт” “катушкой”.

19) При наличии вблизи ремонтного котлована амбара с нефтью, необходимо проводить замеры концентраций паров нефти по границам земляного амбара - с подветренной стороны, а так же в самом котловане через 30 мин.

20) Контроль воздушной среды в колодце вантузов проводится не ранее чем через 15 мин после открытия крышки и проветривания.

					Социальная ответственность	Лист
						128
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

21) При выборе точек контроля необходимо учитывать место и характер проведения работ, а также метеорологические условия (температуру воздуха, направление и скорость ветра).

22) Результаты замеров заносятся в наряд-допуск и журнал контроля воздушной среды.

23) Контроль воздушной среды в траншеях (котлованах) проводится только после очистки траншеи и поверхности трубопровода от остатков горючих материалов.

24) Точки контроля воздушной среды в траншее должны находиться не выше 0,5 м от дна и как можно ближе к возможным источникам выделения паров и газов или мест их скопления.

25) Результаты анализа газовой среды сообщаются ответственным лицам и заносятся в «Журнал контроля состояния воздушной среды».

26) В случае пропуска газа между стенкой трубы и герметизирующим устройством и (или) появления в воздухе рабочей зоны паров, огневые работы должны быть немедленно прекращены, механизмы заглушены, электроустановки обесточены, остановлены все работы, а работающие выведены из опасной зоны[21].

4.1.9 Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением)

При повышении давления выше критического происходит разрушение сосуда – компрессионный взрыв, что может привести к тяжёлым последствиям, выражающимся в виде материальных затрат и возможных травм со стороны рабочего контингента.

1. Контроль за давлением газа в нефтепроводах производится путем его измерения в период наибольшего расхода (в зимний период) и в часы максимального потребления газа.

Рекомендуется производить внеплановые измерения давления для уточнения радиусов действия существующих ГРП, выявления возможности

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		129

подключения новых потребителей, а также при вводе в эксплуатацию новых потребителей с расходом газа более 10% от расхода на участке нефтепровода, к которому присоединяется потребитель.

2. Замеры давления производятся в заранее намеченных точках газовой сети, на выходе из ГРП и у потребителей по схеме, утверждаемой техническим руководством эксплуатационной организации в установленном порядке.

Точки (пункты) замера давления на нефтепроводах определяются эксплуатационной организацией, исходя из опыта эксплуатации с учетом заявок потребителей о снижении давления газа.

В схему замеров должны быть включены точки замеров на участках нефтепроводов у наиболее удаленных от ГРП (по ходу газа) потребителей и другие неблагоприятные по условиям подачи газа точки газовой сети.

При выявлении и уточнении мест закупорки нефтепроводов гидратными и конденсатными пробками производятся дополнительные замеры.

3. Измерения давления следует производить одновременно во всех точках, предусмотренных схемой замеров. Продолжительность проведения работ не должна превышать 1 ч.

Выявление резких перепадов давления на отдельных линейных участках нефтепровода свидетельствует о наличии закупорок.

4. Давление на выходе и входе ГРП (ГРУ) потребителей измеряется манометрами.

Для измерения давления на нефтепроводах следует применять следующие типы манометров:

- при давлении до 0,01 МПа - U-образовые, заполняемые водой;
- при давлении свыше 0,01 МПа - образцовые или пружинные контрольные с соответствующей шкалой.

					Социальная ответственность	Лист
						130
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. Герметичность соединений пробок, штуцеров, установленных по окончании замеров давления газа, должна быть проверена приборами или другими способами.

6. Результаты измерений давления заносятся в специальный журнал. При необходимости оценки фактического режима давления в системе газораспределения по результатам замеров следует составлять режимную карту давлений для сравнения ее с проектной расчетной схемой и выявления причин недостаточного давления газа.

7. Для восстановления оптимального режима работы систем газораспределения рекомендуется предусматривать прочистку нефтепроводов, замену отдельных участков или прокладку дополнительных нефтепроводов, повышение давления газа после ГРП, устройство новых ГРП, кольцевание распределительных нефтепроводов.

4.1.10. Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

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

4.1.11. Отклонение параметров микроклимата

Микроклимат 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.

Так как рассмотренная выше вырезка катушки запланирована в летний период, то возможны перегревания организма.

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы, средства индивидуальной защиты [23].

					Социальная ответственность	Лист
						131
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.1.12 Повышенный уровень шума

Источниками шума в полевых условиях являются звуки, вызванные в результате производственной деятельности объектов, используемого транспорта. 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 дБ обычно не влияет на органы слуха.

Длительное действие шума > 85 дБ в соответствии с нормативными документами СН 2.2.4/2.1.8.562-96 и ГОСТ 12.1.003-83 [5], приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления.

Основные методы борьбы с шумом:

- снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
- снижение шума на пути распространения звука;
- средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;
- использование средств автоматики для управления технологическими процессами;
- соблюдение режима труда и отдыха.

4.1.13 Загазованность

При раскачке нефти, ремонте нефтепровода образуются пары нефти, которыми приходится дышать рабочему.

Для безопасности рабочего по санитарным нормам содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно допустимой концентрации (ПДК) (для нефти 0,01 % об. или 300 мг/м³), при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно-допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти 2100 мг/ м³

Перед началом работ в приемке переносным газоанализатором АНТ–2М проверяется уровень загазованности воздушной среды.

					Социальная ответственность	Лист
						132
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.2. Экологическая безопасность

4.2.1 Воздействие на литосферу

Строительное производство потребляет большое количество различного природного сырья: гравия, песка, щебня и прочего. При добыче сырья открытым способом нарушаются огромные площади земель. Так же при непосредственном строительстве нефтепровода используется большая площадь земель. При строительстве происходит серьезное нарушение ландшафта. Во – первых происходит расчистка земель, далее снятие плодородного слоя почвы и выполнение земляных работ. Большая часть разрабатываемого на строительной площадке грунта вывозятся в отвалы. Отвалы вывезенного грунта уничтожают в местах своего расположения природный ландшафт, меняют морфологию участков земной поверхности, на длительное время исключают из хозяйственного оборота территории, уничтожают растительность, способствуют эрозии, загрязняют окружающую среду.

Наиболее эффективным методом сохранения земельных ресурсов при строительстве нефтепроводов является рациональное использование ресурса. Этого можно добиться при соблюдении всех норм и правил, предусмотренных нормативными документами. Необходим рациональный подход к разработке планов и расчету, используемому по применению земель, а так же его строгое соблюдение.

Основными методами сохранения земельных ресурсов являются:

- исправление ландшафта, изменённого во время работ;
- создание мелиоративных и гидротехнических сооружений;
- обработка почвы, путем внесения удобрений.

4.2.2. Воздействие на атмосферу

Наибольшее воздействие на атмосферу при строительстве нефтепровода представляют различные машины, используемые при строительстве. Второстепенное воздействие оказывают сварочные работы,

					Социальная ответственность	Лист
						133
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

работы по резке металла. При работе различных частей машин и механизмов выделяются углерод оксид, азот оксид, сера диоксид, керосин, углерод. При сварочных работах выделяется сварочный аэрозоль, в состав которого входят: железа оксид, марганец и его соединения, пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния, фтористые газообразные соединения (в пересчете на фтор), азот (IV) оксид, углерод оксид. Для защиты нефтепровода от коррозии используются импортные покрывные материалы. Чаще всего покрытие осуществляется методом распыление, что чревато выделением аэрозоля краски.

Для снижения уровня загрязнения необходимо:

- разработка и внедрение очистных фильтров на предприятиях;
- использование экологически безопасных источников энергии;
- использование безотходной технологии производства;
- борьба с выхлопными газами автомобилей.

4.2.3. Воздействие на гидросферу

В процессе строительства нефтепровода, появляется большое количество отходов производства. Утилизации таких отходов должна быть осуществлена только в специально предназначенные для этого места, не допускается сброс отходов в водные источники, во избежание загрязнений водного ресурса.

Для того, чтобы воздействие при строительстве нефтепровода было минимальным необходимо проводить следующие мероприятия: все горюче – смазочные материалы должны быть слиты в отведенные для этого места; промышленные и бытовые отходы должны быть утилизированы в отведенные для этого места; вывоз отходов строительства должен быть санкционированным и своевременным; мойку и ремонт машин, применяемых при строительстве резервуара необходимо осуществлять только в отведенных для этого местах.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		134

4.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Аварии на магистральных трубопроводах были, есть и видимо еще будут. Но есть очевидная истина - аварию легче предотвратить, чем ликвидировать ее последствия.

Практика эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов показывает, что условия возникновения аварий бывают самыми различными, но в большинстве случаев они связаны с разгерметизацией трубопровода и выходом газа или газопродукта наружу. Статистические данные причин возникновения аварий приведены в таблице 4.2.

Закон о промышленной безопасности требует, чтобы были разработаны планы ликвидации аварий на магистральных трубопроводах.

Таблица 4.2

Причины возникновения аварий на магистральных трубопроводах

№ п/п	Причины возникновения аварий	Процент от общего числа аварий
1	Внутренние и внешние коррозионные повреждения, расслоение металла трубы, трещины усталостного характера, некачественный монтаж при строительстве	46
2	Внешние воздействия техногенного характера	31
3	Ошибочные действия обслуживающего персонала	19
4	Ошибки при проектировании	2
5	Другие причины	2

Превентивными мерами, содействующим уменьшению масштабов ЧС, будут являться: создание и использование систем своевременного оповещения населения, персонала объекта и органов управления, которое позволяет принять своевременные необходимые меры по защите населения и тем самым снизить потери.

Так же для предотвращения ЧС усилить контроль за состоянием объекта и обученности персонала. Провести инструктажи и учебно-

тренировочные мероприятия. В перспективе оснастить всю территорию датчиками загазованности.

Действия персонала при ЧС:

- немедленно сообщить руководителю;
- принять меры по оповещению об опасности рядом работающих людей;
- провести действия в соответствии с планом ликвидации аварии;
- сообщить в местное управление ГО и ЧС;
- при угрозе жизни покинуть место ЧС.

4.5. Расчет выбросов вредных веществ от трубопроводов в окружающую среду

Расчет выбросов вредных веществ в окружающую среду вследствие не герметичности соединений от неорганизованных источников нефтегазового оборудования.

Суммарная утечка паров углеводородов через соединения (фланцевые соединения, запорно-регулирующая арматура, предохранительные клапаны, уплотнения) рассчитывается по формулам:

$$M = \sum \sum n_i \cdot g_{ij} \cdot x_i \cdot c_{ij} / 1000, \text{ г/сек}$$

$$G = M \cdot t \cdot 3,6 / 1000 \text{ т/год},$$

где: n_i – количество соединений i -го типа;

g_{ij} – величина утечки ЗВ через соединение i -го типа;

x_i – расчетная доля соединений, потерявших герметичность;

c_{ij} – массовая концентрация j -той компоненты газа в долях единицы;

t – время работы оборудования, час/год (8760).

Состав газовой фазы в оборудовании:

Наименование компоненты	% об	% масс
Углеводороды $C_1 - C_5$	99,73	98,94
Углеводороды $C_6 - C_{10}$	0,27	1,06

Доля соединений, потерявших герметичность и величина утечки через соединения:

Тип соединения	Жидкая среда	
	x_i	g_{ij}
Фланцевые соединения	0,050	0,11
ЗРА	0,365	3,61

Расчет выбросов ЗВ вследствие не герметичности соединений представлен ниже:

Находим утечку углеводородов $C_1 - C_5$ через фланцевые соединения, $n_i = 483$.

$$M = \frac{483 * 0,11 * 0,050 * 0,9894}{1000} = 0,002628, \text{ г/сек}$$

$$G = \frac{0,00262 * 8760 * 3,6}{1000} = 0,082887, \text{ т/год}$$

Находим утечку углеводородов $C_1 - C_5$ через запорно-регулирующую арматуру, $n_i = 181$.

$$M = \frac{181 * 3,61 * 0,365 * 0,9894}{1000} = 0,235966, \text{ г/сек}$$

$$G = \frac{0,235 * 8760 * 3,6}{1000} = 7,441423, \text{ т/год}$$

Далее рассчитываем утечку углеводородов $C_6 - C_{10}$ через фланцевые соединения, $n_i = 483$.

$$M = \frac{483 * 0,11 * 0,050 * 0,0106}{1000} = 0,000028, \text{ г/сек}$$

$$G = \frac{0,000028 * 8760 * 3,6}{1000} = 0,000888, \text{ т/год}$$

Находим утечку углеводородов C₆– C₁₀ через запорно-регулирующую арматуру, n_i=181.

$$M = \frac{181 * 3,61 * 0,365 * 0,0106}{1000} = 0,002528, \text{ г/сек}$$

$$G = \frac{0,0025 * 8760 * 3.6}{1000} = 0,079724, \text{ т/год}$$

Итоговый результат приведен в таблице 4.3. :

Таблица 4.3

Оборудование тип соединения	Кол-во. ед	Углеводороды C ₁ – C ₅		Углеводороды C ₆ – C ₁₀	
		М. г/сек	G, т/год	М. г/сек	G, т/год
Трубопроводы нефти					
Фланцевые соединения	483	0,002628	0,082887	0,000028	0,000888
ЗРА	181	0,235966	7,441423	0,002528	0,079724
Итого		0,238594	7,52431	0,002556	0,080612

Заключение

Строительство нефтепроводов характеризуется выполнением технологических операций при непрерывном перемещении вдоль сооружаемого нефтепровода. При этом происходит непрерывная смена строительной площадки с неизбежным чередованием грунтовых условий, сильно отличающихся на небольших расстояниях по прочности, влажности, гранулометрическому составу, липкости и т.д.

Обширные районы территории Западной Сибири характеризуются непрерывным чередованием грунтов на весьма коротких отрезках трассы: незамерзающие даже в сильные морозы болота чередуются с песчаными гривами, промерзающими на полную глубину траншеи, а местами встречаются участки с вечномерзлыми грунтами. Такие участки имеют огромную разницу в прочности грунтов, а, следовательно, и в возможности их разработки. Отсюда следует, что строительная организация должна иметь целый ряд самой разнообразной техники – от общестроительной до специальной, способной работать в различных условиях, будь то болотистая, горная или пустынная местности.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технология строительства нефтепроводов в осложненных условиях на примере болот II-III типа		
Разраб.		Никитин В.Н.					
Руковод.		Богданов А.Л.				139	141
Консульт.		Брусник О.В.			Заключение		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.					

Список литературы

1. Бабин Л.А, Григоренко П.Н., Ярыгин Е.Н. “Типовые расчеты при сооружении трубопроводов”
2. Димов Л.А., Богушевская Е.М. Магистральные трубопроводы в условиях болот и обводненной местности –М: Горная книга. МГТУ, 2010-392с.
3. Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы М: Недра, 1982-396с.
4. СНиП 2.05.06-85 “Магистральные трубопроводы”
5. СНиП 2.01.07-85 “Нагрузки и воздействия”
6. ПШБ 05-86 и ГОСТ 12.1.004-85. “Правила пожарной безопасности при производстве строительного-монтажных работ”.
7. ГОСТ 12.1.004-91*. “Пожарная безопасность”.
8. ПШБ 01-03. “Правила пожарной безопасности в Российской Федерации”.
9. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: НПО ОБТ, 2001. 258 с.
10. Н.В. Крепша, Ю.Ф. Свиридов. Безопасность жизнедеятельности: Метод указания. Томск.- Изд. ТПУ, 2002.-35 с.
11. ГОСТ 12.0.003-74.ССБТ “Опасные и вредные производственные факторы. Классификация”.
12. ГОСТ 12.1.005-88.ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01.01.89)»
13. ГОСТ 12.1.003-83.ССБТ «Шум. Общие требования безопасности».
14. ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»

					Технология строительства нефтепроводов в осложненных условиях на примере болот II-III типа			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Никитин В.Н.</i>			Список литературы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Богданов А.Л.</i>				140	141	
<i>Консульт.</i>		<i>Брусник О.В.</i>				ТПУ гр. 2Б2Б		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

15. ОСТ 153-39.3-051-2003 «Техническая эксплуатация газораспределительных систем. Резервуарные и баллонные установки».
16. СНиП 2.05.06-85 «Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы».
17. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов».
18. ГОСТ С. 12.0. 003–74 //Опасные и вредные производственные факторы, Классификация.
19. ГОСТ 12.0.003-83 «Шум. Общие требования безопасности». – 1984.
20. ГОСТ С. 12.1. 004-91* //Пожарная безопасность. Общие требования.
21. ГОСТ 12.1. 005-88* //Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. М.: Изд-во стандартов. – 1991.
22. ГОСТ 12.1.010-76* (СТ СЭВ 3517-81) Взрывобезопасность. Общие требования
23. ГОСТ 12.1.011-78* //Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. М.: Изд-во стандартов. – 1991.
24. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация – 1989.
25. ГОСТ 12.1.019-79 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
26. Павленко В. А., Ткачева А. Р. Обеспечение экономической и экологической безопасности проведения работ по изучению и освоению нефтегазовых ресурсов //Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2010. – Т. 3. – №. 1.
27. РД 153-39.4-114-01. Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах
28. ОСТ Правила безопасности для магистральных трубопроводов
29. ГОСТ Р ИСО 26000-2012 Руководство по социальной ответственности.

					Список литературы	Лист
						141
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		