

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Надёжность газонефтепроводов и хранилищ»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Проектирование промышленного газопровода для бескомпрессорного транспорта попутного нефтяного газа»

УДК 622.691.4.07.001.66

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ4А	Дугарова Е. К.		19.05.2016

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ТХНГ	Чухарева Н. В.	к.х.н, доцент		19.05.2016

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ЭПР	Шарф И. В.	к.э.н, доцент		19.05.2016

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ЭБЖ	Крепша Н. В.	к.г.-м.н, доцент		19.05.2016

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ИЯПР	Айкина Т. Ю.	к.ф.н, доцент		19.05.2016

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		19.05.2016

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы-в области интеллектуальной собственности</i>
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i> .
P7	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности; активно <i>владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности

<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>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Введение 2. Литературный обзор 3. Объект исследования и постановка задач 4. Решения задач и методы исследования 5. Результаты исследования 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 7. Социальная ответственность 8. Заключение
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p><u>Таблицы:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – состав и требования к содержанию проектной документации; – характеристика грунтов в основании линейного объекта; – исходные данные к расчёту; – производительность проектируемого газопровода; – результаты расчёта проектируемого газопровода на прочность в продольном направлении; – результаты проверки на предотвращение недопустимых пластических деформаций; – результаты проверки общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жёсткости системы; – технологические параметры работы проектируемого газопровода; – основные механические свойства металла труб; – компонентный состав газа в % мольные; – компонентный состав газа в мольных долях; – характеристика участков трубопровода; – результаты гидравлического расчёта в зимний период; – результаты гидравлического расчёта трубопровода в летний период; – производительность проектируемого трубопровода; – основные механические свойства металла труб; – основные технические характеристики установки дозирования реагентов БДР; – характеристика метанола; – характеристика грунтов; – необходимое количество техники и затрат на неё; – надбавки и доплаты к заработной плате работника; – расчёт затрат на ЗП работников; – общая сумма затрат; – основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении проектирования и строительства трубопровода; – оптимальные нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений при проекти-

	<p>ровании трубопроводов;</p> <ul style="list-style-type: none"> – нормы освещённости производственных помещений при искусственном освещении рабочего места при проектировании трубопроводов; – суммарное время регламентированных перерывов в зависимости от продолжительности работы, вида и категории трудовой деятельности с ПЭВМ; – климатические параметры холодного периода Иркутской области. <p><u>Рисунки:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – график распределения давления по длине газопровода; – коэффициент теплоотдачи от поверхности в воздух; – профиль трассы проектируемого газопровода (16 567 м); – расчётная схема проектируемого трубопровода; – падение давления по длине трубопровода; – падение температуры по длине трубопровода; – скорость газа по длине трубопровода; – накопление жидкости по длине трубопровода; – фазовая диаграмма; – поперечный профиль траншеи трубопровода. – распределение всех видов затрат.
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Шарф Ирина Валерьевна, доцент каф. ЭПР
«Социальная ответственность при проектировании трубопровода для бескомпрессорного транспорта попутного нефтяного газа»	Крепша Нина Владимировна, доцент каф. ЭБЖ

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Технологические расчёты

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	04.09.2015г.
---	--------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ТХНГ	Чухарева Наталья Вячеславовна	к.х.н, доцент		04.09.2015г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ4А	Дугарова Екатерина Кимовна		04.09.2015г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ4А	Дугаровой Екатерине Кимовне

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надёжность газонефтепроводов и хранилищ»

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

1. Стоимость ресурсов проекта: материально-технических, финансовых и человеческих	Оценка затрат на строительство трубопровода для бескомпрессорного транспорта попутного нефтяного газа на Ярактинском НГКМ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	ГОСТ 25100-2011; СНиП 2.05.06-85*; СП 34-116-97; СН 452-73.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов и отчислений	Налоговый кодекс РФ; ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. № 55-ФЗ.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала проекта с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка перспективности реализации проекта бескомпрессорного транспорта попутного нефтяного газа на Ярактинском НГКМ.
2. Планирование и формирование бюджета проекта	Планирование бюджета в зависимости от природно-климатических условий строительства.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта	Технико-экономическое обоснование строительства трубопровода для бескомпрессорного транспорта попутного нефтяного газа на Ярактинском НГКМ.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Таблицы: <ul style="list-style-type: none"> - необходимое количество техники и затрат на неё; - расчёт затрат на ЗП работников; - расчёт страховых взносов; - расчёт амортизационных отчислений; - общая сумма затрат.
2. Рисунки: <ul style="list-style-type: none"> - поперечный профиль траншеи трубопровода; - распределение всех видов затрат на строительство трубопровода.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.03.2016г
---	-------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ЭПР	Шарф И.В.	к.э.н, доцент		16.03.2016г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ4А	Дугарова Е.К.		16.03.2016г

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ
ТРУБОПРОВОДА ДЛЯ БЕСКОМПРЕССОРНОГО ТРАНСПОРТА ПОПУТНОГО
НЕФТЯНОГО ГАЗА»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ4А	Дугаровой Екатерине Кимовне

Институт		Кафедра	
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надёжность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования	<p>Рабочим местом камерального этапа при проектировании трубопровода является офисное помещение проектной организации, а именно кабинет размером 2х6 м, оборудованный письменным столом с персональным компьютером.</p> <p>Район работ полевого этапа при строительстве трубопровода в административном отношении находится на территории Ярактинского НГКМ в северной части Усть-Кутского и южной части Катангского районах Иркутской области. Климат рассматриваемого района резко континентальный. Рельеф местности низкогорный, характерный для всего Среднесибирского плоскогорья. Преобладающие абсолютные высоты от 300 до 700 м. Выполнение строительно-монтажных работ предусмотрено в зимний период года.</p> <p>При проектировании, а также дальнейшем строительстве на Ярактинском газоконденсатном месторождении предлагаемого объекта могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.</p>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	<p>Работа при проектировании и строительстве трубопровода непосредственно связана с дополнительным воздействием целой группы вредных факторов, что существенно снижает производительность труда.</p> <p>Камеральный этап:</p> <ul style="list-style-type: none"> – отклонение показателей микроклимата в рабочем помещении; – недостаточная освещённость рабочей зоны; – степень нервно-эмоционального перенапряжения и монотонный режим работы. <p>Полевой этап:</p> <ul style="list-style-type: none"> – отклонение показателей климата на открытом воздухе; – утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу; – тяжесть и напряжённость физического труда.
1.2. Анализ выявленных опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их	<p>При проектировании и строительстве трубопровода могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала.</p> <p>Камеральный этап:</p>

устранению	<ul style="list-style-type: none"> – электробезопасность; – пожароопасность. Полевой этап: <ul style="list-style-type: none"> – движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; – давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).
2. Экологическая безопасность	<p>При строительстве трубопровод для бескомпрессорного транспорта ПНГ будет оказывать негативное воздействие, в основном, на состояние земельных ресурсов и атмосферного воздуха. Строительство запланировано в зимний период года, поэтому риск негативного воздействия на водную среду снижен. В период строительства основное негативное воздействие на земельные ресурсы заключается в испрашивании под строительство трубопровода земельных участков на территории ЯНГКМ. Эти земельные участки не отчуждаются вновь из земель сельскохозяйственного или иного назначения, они являются частью территории, ранее уже выделенной под строительство ЯНГКМ.</p>
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	<p>Основополагающим законом, регламентирующим организацию работ по профилактике ЧС, порядку действий в ЧС и ликвидации их последствий, является Федеральный закон «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».</p> <p>В районе деятельности возможно возникновение следующих видов чрезвычайных ситуаций:</p> <ul style="list-style-type: none"> – стихийного характера; – социального характера; – техногенного характера.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	<p>Производственные условия на рабочем месте характеризуются наличием некоторых опасных и вредных факторов (ГОСТ 12.0.002–80 «Основные понятия. Термины и определения»), которые классифицируются по группам элементов: физические, химические, биологические и психофизиологические (ГОСТ 12.0.003–74 «Опасные и вредные факторы. Классификация»).</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.03.2016г
---	-------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ЭБЖ	Крепша Н.В.	к.г.-м.н, доцент		16.03.2016г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ4А	Дугарова Е.К.		16.03.2016г

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 110 страниц, 16 рисунков, 38 таблиц, 68 источников, 6 приложений.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, промышленный трубопровод, проектирование, бескомпрессорный транспорт, технологические объекты, моделирование, термодинамические параметры.

Объект и предмет исследования: промышленный трубопровод для обеспечения бескомпрессорного транспорта попутного нефтяного газа от установки подготовки нефти до дожимной компрессорной станции.

Цель работы. Проектирование промышленного газопровода для бескомпрессорного транспорта попутного нефтяного газа с учётом перераспределения объёмов газовых потоков и увеличения производительности [REDACTED] нефтегазоконденсатного месторождения.

Методы и методология, использованные в магистерской диссертации: проведен расчёт термодинамических параметров и гидравлический расчёт на основе уточнённой корреляции Беггса и Брилла; расчёты прочностных характеристик трубопровода на основе СП 34-116-97; построение профиля трассы трубопровода на основе геодезических изысканий по координатам точки (абсолютные отметки, м).

Полученные результаты и их новизна. Спроектирована линейная часть промышленного газопровода (новый участок) для обеспечения бескомпрессорного транспорта попутного нефтяного газа [REDACTED] нефтегазоконденсатного месторождения с учётом природно-климатических условий [REDACTED]. Внедрение разработанных проектных решений при строительстве промышленных трубопроводов.

Основные конструктивные характеристики. Промышленный газопровод для транспорта попутного нефтяного газа, с учётом минимизации воздействия конденсирующейся влаги и применения в линейной части конденсатосборников типа [REDACTED].

Область применения. Нефтегазоконденсатные месторождения в природно-климатических условиях [REDACTED].

Экономическая значимость. Увеличение объёмов конечного товарного продукта.

Определения, обозначения, сокращения и нормативные ссылки

АНПИ – аппаратура нахождения повреждений изоляции;

БДР – блок дозирования реагентов;

ВНИИГаз – Всероссийский научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий;

ГрК – градостроительный кодекс;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

ЗВ – загрязняющие вещества;

ИГЭ – инженерно-геологические элементы;

ЕП – ёмкость подземная;

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

НД – нормативная документация;

ПНГ – попутный нефтяной газ;

РК – расширительная камера;

ТЭО – технико-экономическое обоснование;

ТЭР – технико-экономический расчёт;

УПН – установка подготовки нефти;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

Оглавление

Введение.....	3
1 Литературный обзор.....	5
1.1 Основы теории управления проектом	5
1.2 Проведение инженерных изысканий и разработка проектно-сметной документации на строительство промышленного газопровода	7
1.2.1 Проведение инженерных изысканий	7
1.2.2 Состав проектной документации.....	9
1.3 Основные принципы проектирования и расчёты промышленного газопровода.....	11
1.3.1 Конструктивные параметры промышленного газопровода	12
1.3.2 Расчёт на прочность и устойчивость промышленного газопровода....	15
1.3.3 Гидравлический расчёт промышленного газопровода.....	17
2 Характеристика объекта исследования .. Ошибка! Закладка не определена.	
2.1 Характеристика участка строительства	Ошибка! Закладка не определена.
2.1.1 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка.....	Ошибка! Закладка не определена.
2.1.2 Сведения об особых природно-климатических условиях участка	Ошибка! Закладка не определена.
2.1.3 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта..	Ошибка! Закладка не определена.
3 Technological calculations.....	Ошибка! Закладка не определена.
3.1 The calculation of the projected pipeline wall thickness	Ошибка! Закладка не определена.
3.2 Calculation of heat transfer coefficient....	Ошибка! Закладка не определена.
3.3 Hydraulic calculation of the projected pipeline	Ошибка! Закладка не определена.
4 Результаты исследования.....	50
4.1 Характеристика линейного объекта	50
4.1.1 Сведения о категории и классе линейного объекта.....	50
4.1.2 Сведения о проектной мощности	50

4.1.3	Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств.....	51
5	Экономическое обоснование строительства трубопровода для бескомпрессорного транспорта попутного нефтяного газа.....	65
5.1	Расчёт стоимости материалов	65
5.1.1	Анализ условий, необходимых для расчёта	65
5.1.2	Расчёт основных параметров траншеи.....	65
5.1.3	Расчёт объёмов грунта, необходимого для обратной засыпки.....	67
5.1.4	Расчёт необходимой техники и затрат на топливо	67
5.2	Затраты на оплату труда	75
5.2.1	Затраты на страховые взносы.....	76
5.2.2	Затраты на амортизационные отчисления и прочие расходы	77
6	Социальная ответственность при проектировании трубопровода для бескомпрессорного транспорта попутного нефтяного газа.....	79
6.1	Профессиональная социальная безопасность.....	80
6.1.1	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	81
6.1.2	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	89
6.2	Экологическая безопасность	93
6.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	95
6.4	Законодательное регулирование проектных решений	96
	Заключение	98
	Список использованной литературы.....	100
	Приложение А	Ошибка! Закладка не определена.
	Приложение Б.....	Ошибка! Закладка не определена.
	Приложение В.....	Ошибка! Закладка не определена.
	Приложение Г	Ошибка! Закладка не определена.
	Приложение Д.....	Ошибка! Закладка не определена.
	Приложение Е.....	Ошибка! Закладка не определена.

Введение

Актуальность работы. Освоение и обустройство новых месторождений различных углеводородов в районах ██████████, характеризующихся сложными природно-климатическими условиями, требует индивидуального подхода при проектировании промысловых нефтегазопроводов и, возможно, разработки комплекса нестандартных мер по обеспечению их надёжной и безопасной эксплуатации. Поэтому все работы, направленные на совершенствование методов проектирования трубопроводов, с целью выбора и реализации оптимальных конструктивных решений с привязкой к специфическим особенностям участков строительства, являются актуальными.

Объект и предмет исследования: промысловый трубопровод для обеспечения бескомпрессорного транспорта попутного нефтяного газа от установки подготовки нефти до дожимной компрессорной станции.

Цель работы. Проектирование промыслового газопровода для бескомпрессорного транспорта попутного нефтяного газа с учётом перераспределения объёмов газовых потоков и увеличения производительности ██████████ нефтегазоконденсатного месторождения.

Для реализации поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- проведение литературного обзора по указанной тематике;
- профилирование трубопровода с учётом прочностных и деформационных характеристик грунта в основании линейного объекта;
- выполнение технологических расчётов для обеспечения устойчивости и прочности проектируемого трубопровода;
- моделирование технологической схемы транспорта попутного нефтяного газа;

					«Проектирование трубопровода для бескомпрессорного транспорта попутного нефтяного газа»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Дугарова Е.К.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					3	110
Консульт.						ТПУ ИПР		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.				ТХНГ гр.2БМ4А		

- определение термодинамических параметров для обеспечения бескомпрессорного транспорта попутного нефтяного газа;
- проведение технико-экономического обоснования строительства трубопровода;
- определение мер безопасности при проектировании и сооружении промышленного газопровода.

Новизна и практическая значимость работы. Спроектирована линейная часть промышленного газопровода (новый участок) для обеспечения бескомпрессорного транспорта попутного нефтяного газа [REDACTED] нефтегазоконденсатного месторождения с учётом природно-климатических условий [REDACTED]. Внедрение разработанных проектных решений при строительстве промышленных трубопроводов.

Личный вклад автора. На основе исходных геодезических изысканий по строительной площадке [REDACTED] нефтегазоконденсатного месторождения автором построен профиль трассы промышленного газопровода от установки подготовки нефти до дожимной компрессорной станции. Смоделирована технологическая схема объектов для обеспечения бескомпрессорного и безгидратного транспорта углеводородов. Проведены технологические расчёты на прочность и устойчивость объекта проектирования. Проведён расчёт термодинамических параметров и гидравлический расчёт на основе уточнённой корреляции Беггса и Брилла при помощи программного комплекса PIPESIM. Определены затраты на строительство трубопровода для бескомпрессорного транспорта попутного нефтяного газа на [REDACTED] нефтегазоконденсатном месторождении. Приведены основные меры по обеспечению безопасности при проектировании и сооружении промышленного газопровода.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						4
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1 Литературный обзор

1.1 Основы теории управления проектом

На основании определений в отечественной нормативно-технической и научной литературе понятие «проект» можно сформулировать следующим образом: «проект» – это целевая комплексная система, для реализации которой используются определённые объекты, технологические процессы, техническая и организационная документация, материально-технические трудовые, финансовые и другие ресурсы и связанные с их использованием управленческие решения и мероприятия.

Проект строительства объектов трубопроводного транспорта обладает рядом характерных отличительных особенностей [1]:

- высокой стоимостью;
- капиталоемкостью – потребность в финансовых средствах в таких проектах, как правило, требует нетрадиционных (акционерных, смешанных) форм финансирования;
- трудоёмкостью – не менее 2 млн. чел. часов на строительство;
- длительностью реализации: 5-7 и более лет;
- отдалённостью районов реализации, а следовательно, дополнительными затратами на инфраструктуру;
- влиянием на социальную и экономическую среду региона и страны в целом.

Большое значение имеют следующие дополнительные элементы проекта: начальные условия, ограничения и требования к проекту; существующее состояние окружения системы; требования к результатам проекта и способам их достижения; область допустимых решений проекта; методы и техника управления проектами.

					«Проектирование трубопровода для бескомпрессорного транспорта попутного нефтяного газа»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Дугарова Е.К.			Литературный обзор	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					5	110
Консульт.								
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						
						ТПУ ИПР ТХНГ гр.2БМ4А		

Перечислим основные технико-экономические и другие показатели результатов проекта:

- объёмы работ;
- сроки выполнения;
- стоимость, затраты, себестоимость, прибыль;
- качество;
- риск, надёжность;
- жизнеспособность проекта;
- конкурентоспособность;
- социальная и общественная значимость проекта.

В процессе анализа и осуществления проекта его основные характеристики должны помочь оценить следующие основные аспекты его осуществления: технические, коммерческие, финансовые, экологические, организационные, социальные, экономические и др.

На основании понятия «проект» можно сформулировать понятие «управление проектом».

Управление проектом – это методология руководства материально-техническими, финансовыми и людскими ресурсами на основе современных методов организации, планирования и контроля для достижения поставленных в проекте целей.

Основными функциями управления проектами сооружения объектов трубопроводного транспорта являются [1]:

- управление производством строительно-монтажных и специальных работ по сооружению объекта;
- управление ресурсным обеспечением проекта;
- управление стоимостью;
- управление временем;
- управление качеством;
- управление риском;
- управление персоналом.

1.2 Проведение инженерных изысканий и разработка проектно-сметной документации на строительство промышленного газопровода

Проектные и изыскательские работы предшествуют выполнению строительно-монтажных работ на объектах трубопроводного транспорта. Проект строительства – это техническая документация, в которую обычно включается: технико-экономическое обоснование, чертежи, записки и некоторые другие материалы, необходимые для организации и проведения строительства. Одной из важнейших частей этой документации являются материалы инженерных изысканий (исследований).

1.2.1 Проведение инженерных изысканий

Инженерные изыскания должны обеспечивать комплексное изучение природных условий района, площадки (участка, трассы) проектируемого строительства, местных строительных материалов и источников водоснабжения и получение необходимых и достаточных материалов для разработки экономически целесообразных и технически обоснованных решений при проектировании и строительстве объектов с учётом рационального использования и охраны природной среды, а также получение данных для составления прогноза изменений природной среды под воздействием строительства и эксплуатации предприятий, зданий и сооружений.

Инженерные изыскания необходимо выполнять в соответствии с установленным порядком проектирования, природными условиями и характером проектируемых объектов для разработки [1]:

- предпроектной документации – технико-экономических обоснований (ТЭО) и технико-экономических расчётов (ТЭР) строительства новых, расширения и технического перевооружения действующих объектов трубопроводного транспорта;
- проектов (рабочих проектов) объектов трубопроводного транспорта;
- рабочей документации объектов трубопроводного транспорта.

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						7
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Инженерные изыскания производятся без изъятия земельных участков у землепользователей.

Организация, выполняющая инженерные изыскания, имеет право устанавливать (закладывать) геодезические пункты, осуществлять проходку горных выработок, отбирать пробы воздуха, воды, грунта, выполнять подготовительные работы и сопутствующие работы (расчистка и планировка площадок, прокладка визирок, устройство временных дорог, проездов, водопроводов и др.), необходимых изысканий.

Рубка леса, необходимая для выполнения изысканий, допускается только при наличии лесорубочного билета, получаемого заказчиком в установленном порядке до начала изысканий.

При производстве изысканий, связанных с нарушением почвенного покрова, необходимо снимать, хранить и наносить после окончания работ почвенный плодородный слой на нарушенные земли, а также не допускать загрязнение воздуха, воды и почвы.

В состав комплекса инженерных изысканий входят [1]:

- инженерно-геодезические изыскания (обеспечивают получение топографо-геодезических материалов и данных, необходимых для проектирования объектов трубопроводного транспорта, а также для выполнения других видов инженерных изысканий);
- инженерно-геологические изыскания (обеспечивают комплексное изучение инженерно-геологических условий района проектируемого строительства, включая рельеф, геоморфологические, сейсмические, гидрогеологические условия, геологическое строение, состав, состояние и свойства грунтов, геологические процесс и явления);
- инженерно-гидрометеорологические изыскания (обеспечивают проектирование исходными данными для выбора размещения трассы и её инженерной защиты от неблагоприятных гидрометеорологических воздействий);

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		8

- инженерно-экологические изыскания и исследования (обеспечивают поэтапное экологическое обоснование намечаемой хозяйственной деятельности).

1.2.2 Состав проектной документации

Состав и требования к содержанию разделов проектной документации регламентированы в [2].

В соответствие с ГрК РФ проектная документация опасных производственных объектов, определяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации, особо опасных, технически сложных, уникальных объектов, объектов обороны и безопасности также должна содержать перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

Проектная документация на линейные объекты капитального строительства состоит из 10 разделов (таблица 1.1), требования к содержанию которых установлены пунктами 34–42 [2].

Таблица 1.1 – Состав и требования к содержанию проектной документации

Состав проектной документации	Требования к содержанию разделов
Раздел 1. «Пояснительная записка»	Основные данные об объекте строительства, технико-экономическая характеристика, технические условия на подключение к инженерным сетям
Раздел 2. «Проект полосы отвода»	Характеристика трассы линейного объекта, расчёт размеров земельных участков, описание решений по организации рельефа и трассы
Раздел 3. «Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения»	Описание технологии процесса транспортирования, сведения о проектной пропускной способности трубопровода, характеристика параметров трубопровода, обоснование диаметра трубопровода и т.д.
Раздел 4. «Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта»	Сведения о строительстве новых, реконструкции существующих объектов капитального строительства производственного и непромышленного назначения
Раздел 5. «Проект организации строительства»	Характеристика трассы линейного объекта, сведения о размерах земельных участков, временно отводимых на период строительства

Раздел 6. «Проект организации работ по сносу (демонтажу) линейного объекта»	Основание для разработки проекта организации работ по сносу или демонтажу зданий, строений и сооружений
Раздел 7. «Мероприятия по охране окружающей среды»	Оценка современного состояния природной среды и уровня техногенной нагрузки района размещения объекта
Раздел 8. «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»	Описание системы обеспечения пожарной безопасности линейного объекта
Раздел 9. «Смета на строительство»	Сводная и локальные сметы, отражающие стоимость затрат на строительство
Раздел 10. «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами»	Декларация промышленной безопасности опасных производственных объектов

Касательно линейной части трубопровода в проектной документации особый интерес представляет раздел 3. «Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения». В данном разделе в обязательном порядке должно быть отражено [2]:

- описание технологии процесса транспортирования продукта;
- сведения о проектной пропускной способности трубопровода по перемещению продукта;
- характеристика параметров трубопровода;
- обоснование диаметра трубопровода;
- сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении;
- обоснование толщины стенки труб в зависимости от падения рабочего давления по длине трубопровода и условий эксплуатации;
- обоснование мест установки запорной арматуры с учётом рельефа местности, пересекаемых естественных и искусственных преград и других факторов;
- обоснование выбора технологии транспортирования продукции на основе сравнительного анализа (экономического, технического, экологического) других существующих технологий;
- описание проектных решений по прохождению трассы трубопровода (переход водных преград, болот, пересечение транспортных коммуникаций, прокладка трубопровода в горной местности и по территориям, подверженным воздействию опасных геологических процессов);

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						10
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- обоснование надёжности и устойчивости трубопровода и отдельных его элементов;
- сведения о нагрузках и воздействиях на трубопровод;
- сведения о принятых расчётных сочетаниях нагрузок;
- сведения о принятых для расчёта коэффициентах надёжности по материалу, по назначению трубопровода, по нагрузке, по грунту и другим параметрам;
- основные физические характеристики стали труб, принятые для расчёта;
- обоснование глубины заложения на отдельных участках.

1.3 Основные принципы проектирования и расчёты промышленного газопровода

Под основными принципами расчёта промышленного газопровода понимается выбор расчётной схемы при различных нагрузках и воздействиях, необходимость учёта различных нагрузок и воздействий, а также назначение предельных состояний, т.е. допустимого уровня напряжённо-деформированного состояния, обеспечивающего надёжную работу трубопровода с учётом принятых допущений и гипотез при расчёте [3].

Расчётная схема трубопровода должна позволять с использованием существующего уровня развития методов расчёта определять напряжённо-деформированное состояние, обусловленное нагрузками и воздействиями, действующими в различные периоды, и при этом достаточно полно отражать действительные условия работы трубопровода.

Нормы проектирования промышленных трубопроводов предполагают расчёт по первому и второму предельному состоянию – по разрушению и по ограничению деформаций. При расчёте по первому предельному состоянию характеристикой способности является временное сопротивление металла труб (предел прочности). Расчётное сопротивление металла труб определяется с использованием ряда коэффициентов, которые должны обеспечить заданную надёжность трубопровода, учитывая вероятностный характер нормативных характеристик.

1.3.1 Конструктивные параметры промышленного газопровода

Промысловые трубопроводы проектируют для транспорта продукта при давлениях до 40-50 МПа. При расчёте промышленных трубопроводов влиянием радиальных напряжений (до 50 МПа) пренебречь нельзя. Поэтому предельные состояния записывают с учётом радиальных напряжений [3].

В качестве предельного состояния при проверке прочности промышленного трубопровода (при давлении более 9,8 МПа) принимают условие, при котором кольцевые напряжения σ_θ , продольные осевые напряжения σ_{za} , радиальные напряжения σ_r и их интенсивность σ_i не превышали расчётного сопротивления:

$$\frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_\theta - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_{za})^2 + (\sigma_\theta - \sigma_{za})^2} \leq R_u;$$
$$\sigma_\theta \leq R_u; |\sigma_{za}| \leq R_u; |\sigma_r| \leq R_u, \quad (1.1)$$

где R_u – расчётное сопротивление растяжению (сжатию материала труб и сварных соединений) временному сопротивлению:

$$R_u = \frac{R_{un} \cdot \gamma_c}{\gamma_m \cdot \gamma_n}; \quad (1.2)$$

R_{un} – нормативное сопротивление, которое принимается равным минимальному значению временного сопротивления согласно государственным стандартам или технически условиям для трубы; γ_c и γ_m – коэффициент условия работы и коэффициент безопасности по материалу, которые принимаются по [4], как для магистральных трубопроводов; γ_n – коэффициент надёжности по назначению, принимается равным для трубопроводов диаметром менее 1220 мм – 1.

Кольцевые и радиальные напряжения от расчётного давления определяют соответственно по формулам:

$$\sigma_\theta = \frac{\gamma_{fp} p_n r_i^2}{r_e^2 - r_i^2} \left(1 + \frac{r_e^2}{r^2} \right); \quad (1.3)$$

$$\sigma_r = \frac{\gamma_{fp} p_n r_i^2}{r_e^2 - r_i^2} \left(1 - \frac{r_e^2}{r^2} \right). \quad (1.4)$$

Максимальные кольцевые и радиальные напряжения на внутренней поверхности трубы $r = r_i$:

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						12
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$\max \sigma_{\theta} = \gamma_{fp} p \frac{\beta^2 + 1}{\beta^2 - 1}; \quad (1.5)$$

$$\max \sigma_r = -\gamma_{fp} p, \quad (1.6)$$

где

$$\beta = r_e / r_i. \quad (1.7)$$

Продольные осевые напряжения σ_{za} определяют от расчётных нагрузок и воздействий с учётом упругопластичной работы металла труб методами строительной механики, отражающими физическую и геометрическую нелинейность системы.

В частности, для прямолинейных и упругоизогнутых участков подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений продольные осевые напряжения определяют по формуле:

$$\sigma_{za} = -\alpha E \Delta t + 2\mu \gamma_{fp} p_n \frac{1}{\beta^2 - 1}, \quad (1.8)$$

где γ_{fp} – коэффициент надёжности по нагрузке (давлению); p_n – рабочее (нормативное) давление»; r_e , r_i , r – соответственно наружный, внутренний и текущий радиус; E , μ – переменные параметры упругости и поперечного расширения; Δt – температурный перепад, положительный при нагревании.

Исходя из предельных состояний прочности (х) и формул для определения компонентов напряжений, расчётная толщина стенки определяется из условия так, чтобы интенсивность напряжений при $\sigma_{za} = 0$ равнялась расчётному сопротивлению материала трубы. Тогда расчётная толщина стенки:

$$t = d_e \frac{\beta_1 - 1}{2\beta_1}, \quad (1.9)$$

где

$$\beta_1 = \sqrt{\frac{1}{1 - 3 \left(\frac{\gamma_{fp} p_n}{R_u} \right)^2} \left[1 + \frac{2\gamma_{fp} p_n}{R_u} \sqrt{1 - \frac{3}{4} \left(\frac{\gamma_{fp} p_n}{R_u} \right)^2} \right]} \quad (1.10)$$

где d_e – наружный диаметр трубы.

Предельно допустимый положительный температурный перепад, соответствующий расчётной толщине стенки, определённой по (3.44), находят из условия равенства нулю продольных осевых напряжений расчётному сопротивлению:

$$\Delta t = \frac{\mu R_u}{\alpha E} \frac{\gamma - 1}{\sqrt{\gamma^2 + \gamma + 1}}, \quad (1.11)$$

где

$$\gamma = \frac{\beta_1^2 + 1}{\beta_1^2 - 1}; \quad (1.12)$$

где E и μ – переменные параметры упругости, которые определяют по диаграмме растяжения материала трубы для напряжения, соответствующего расчётному. Методика расчёта с учётом упругопластической работы металла труб для промышленных трубопроводов аналогична методике расчёта магистральных трубопроводов.

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов проверку необходимо выполнять из условия:

$$\frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_{\theta n} - \sigma_{rn})^2 + (\sigma_{rn} - \sigma_{zn})^2 + (\sigma_{\theta n} - \sigma_{zn})^2} \leq R_y, \quad (1.13)$$

$$\sigma_{\theta n} \leq R_y; |\sigma_{zn}| \leq R_y; |\sigma_{rn}| \leq R_y,$$

где $\sigma_{\theta n}$ и σ_{rn} – тангенциальные (кольцевые) и радиальные напряжения от нормативного (рабочего) давления, определяемые по формулам (x) и (x) при $\gamma_{fn} = 1$; σ_{zn} – максимальные суммарные продольные напряжения, определяемые от всех (с учётом их сочетания) нормативных нагрузок и воздействий с учётом перемещений трубопровода, физической и геометрической нелинейности системы. При определении переменных параметров упругости и используют нормативную диаграмму деформирования.

В частности, для прямолинейных и упругоизогнутых участков трубопровода при отсутствии перемещений трубы максимальные продольные

напряжения от нормативных нагрузок и воздействий – внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба – определяют по формуле:

$$\sigma_{zn} = -\alpha E \Delta t + \frac{2\mu\gamma_{fp}p_n}{\beta^2 - 1} \pm \frac{E d_e}{2\rho}, \quad (1.14)$$

где ρ – радиус упругого изгиба.

Расчётное сопротивление растяжению (сжатию) материала трубы исходя из нормативного предела текучести R_{yn} определяют по формуле:

$$R_y = \frac{R_{yn} \cdot \gamma_c}{0,9 \cdot \gamma_n}. \quad (1.15)$$

Если известна толщина стенки трубы и температурный перепад, то радиус упругого изгиба определяют исходя из предельного состояния (х) как максимальное значение, определённое по двум приведённым формулам:

$$\rho_{сж} = E d_e / 2 [\psi_3 R_y + \mu(\gamma - 1)p - \alpha E \Delta t]; \quad (1.16)$$

$$\rho_{рас} = E d_e / 2 [R_y - \mu(\gamma - 1)p + \alpha E \Delta t]; \quad (1.17)$$

где

$$\psi_3 = \sqrt{1 - \frac{3}{4}(1 + 2\gamma + \gamma^2) \left(\frac{p}{R_u}\right)^2 - \frac{\gamma - 1}{2} \frac{p}{R_y}}. \quad (1.18)$$

Методика определения переменных параметров E и μ для промышленных трубопроводов аналогична методике их определения для магистральных трубопроводов. Особенностью этой методики применительно к промышленным трубопроводам является учёт радиальных напряжений и определение интенсивности напряжений от всех трёх параметров [3].

1.3.2 Расчёт на прочность и устойчивость промышленного газопровода

Расчёт трубопроводов на прочность и устойчивость включает определение толщины стенок труб и соединительных деталей, проведение поверочного расчёта принятого конструктивного решения на неблагоприятные сочетания нагрузок и воздействий с оценкой прочности и устойчивости рассматриваемого трубопровода, включая оценку устойчивости положения (против всплытия).

Прочность и устойчивость трубопровода обеспечивается также и на стадиях сооружения и испытания [3, 5, 6, 7].

При проведении расчёта необходимо учесть все нагрузки и воздействия, действующие на трубопроводы. Нормативное значение воздействия от предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб по заданному профилю, предварительная растяжка компенсаторов при надземной прокладке и др.) определяют по принятому конструктивному решению трубопровода.

Нормативное значение давления транспортируемой среды устанавливается проектом.

Нормативную нагрузку от веса транспортируемой среды на единицу длины трубопровода, Н/м, рассчитывают по формуле [8]:

$$q_{gn} = 10^{-2} p_n (D_n - 2t_{\text{пот}})^2, \quad (1.19)$$

где D_n – наружный диаметр трубы, см, $t_{\text{ном}}$ – номинальная толщина стенки трубы, см, p_n – рабочее нормативное давление транспортируемой среды, МПа.

Нормативный температурный перепад в трубопроводе принимают равным разнице между максимально или минимально возможной температурой стенок трубопровода в процессе эксплуатации и наименьшей или наибольшей температурой, при которой фиксируется расчётная схема трубопровода.

Нормативную снеговую нагрузку на единицу длины горизонтальной проекции надземного трубопровода, Н/м вычисляют по формуле [8]:

$$q_{sn} = 0,4 \cdot 10^{-2} s (D_n + 2t_{\text{ins}}), \quad (1.20)$$

где s – нормативная снеговая нагрузка, Н/м², принимается по [9]; D_n – наружный диаметр трубы, см; t_{ins} – толщина изоляционного покрытия трубопровода, см.

$$s = s_0 \cdot \mu, \quad (1.21)$$

s_0 – нормативное значение веса снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли, μ – коэффициент перехода от веса снегового покрова земли к нагрузке на покрытие.

Поверочный расчёт трубопровода на прочность производят после выбора его основных размеров с учётом всех расчётных нагрузок и воздействий для

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						16
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

всех расчётных случаев, возникающих при сооружении, испытании и эксплуатации [3, 7, 10, 11, 12].

Определение усилий от расчётных нагрузок и воздействий, возникающих в отдельных элементах трубопроводов, необходимо производить методами строительной механики расчёта статически неопределимых стержневых систем.

В качестве расчётной схемы трубопровода рассматриваются статически неопределимые стержневые системы переменной жёсткости с учётом взаимодействия трубопровода с окружающей средой [8].

1.3.3 Гидравлический расчёт промыслового газопровода

Основой всех гидравлических расчётов является теоретическая формула массового расхода G для установившегося изотермического режима течения [13]:

$$G = \frac{\pi}{4} \sqrt{\frac{p_n^2 - p_k^2}{\lambda z R T_0 L}} D^5, \quad (1.22)$$

где p_n, p_k – соответственно давление в начале и в конце трубопровода длиной L , внутренним диаметром D ; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; z – коэффициент сжимаемости газа; R – газовая постоянная транспортируемого газа; T_0 – температура окружающей среды (принимается постоянной); p_n, p_k – выбираются с учётом характеристики установленного оборудования в начале и конце трубопровода при обеспечении необходимой прочности труб.

При проектировании и эксплуатации газопроводов применяют понятие «объёмный расход», приведённый к стандартным условиям. Этот расход называют также «коммерческим». На основании уравнения состояния объёмный (коммерческий) расход можно выразить:

$$G = \frac{\pi}{4} \sqrt{\frac{p_n^2 - p_k^2}{\lambda z R T_0 L}} D^5, \quad (1.23)$$

где $\rho_{ст}$ – плотность газа при стандартных условиях; R – газовая постоянная воздуха; Δ – относительная плотность газа по воздуху.

С учётом (х) объёмный расход:

$$Q = K \sqrt{\frac{p_H^2 - p_K^2}{\lambda z R T_0 L}} D^5, \quad (1.24)$$

где

$$K = \frac{\pi}{4} \cdot \frac{T_{ст}}{\rho_{ст}} \sqrt{R_B}.$$

Значения K приведены в [14].

Коэффициент гидравлического сопротивления от трения $\lambda_{тр}$ определяется по универсальной (обобщённой) формуле ВНИИГаза:

$$\lambda_{тр} = 0,067 \left(\frac{158}{Re} + \frac{2k}{D} \right)^{0,2}, \quad (1.25)$$

где Re – число Рейнольдса; k – эквивалентная шероховатость внутренней поверхности труб.

В такой форме выражение (45) применимо для зоны смешанного трения. При гладкостенном (гидравлически гладкие трубы) режиме течения газа, когда $158/Re > 2k/D$ формула имеет вид:

$$\lambda_{тр} = 0,067 \left(\frac{158}{Re} \right)^{0,2} = \frac{0,1844}{Re^{0,2}}. \quad (1.26)$$

При квадратичном законе сопротивления, когда $158/Re > 2k/D$, имеем:

$$\lambda_{тр} = 0,067 \left(\frac{2k}{D} \right)^{0,2}. \quad (1.27)$$

По данным ВНИИГаза для новых труб $k = 0,03$ мм. Тогда из (47) получим:

$$\lambda_{тр} = \frac{0,03817}{D^{0,2}}. \quad (1.28)$$

Промысловым газопроводам присущ, как правило, квадратичный закон сопротивления; при неполной загруженности газопровода чаще наблюдается режим смешанного трения. Граница между смешанным (переходным) и квадратичными режимами течения определяется зависимостью:

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
						18
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$Re_{пер} = 11\left(\frac{D}{2k}\right)^{1,5}. \quad (1.29)$$

при $Re > Re_{пер}$ наблюдается квадратичный режим течения, при $Re < Re_{пер}$ – смешанный. Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{wD}{\nu} = \frac{4Q\rho_B\Delta}{\pi D\eta}. \quad (1.30)$$

где w – средняя по сечению трубы скорость течения газа; ν и η – соответственно коэффициенты кинематической и динамической вязкости. Как следует из последнего выражения, число Re по длине остаётся постоянным, так как η практически не зависит от давления.

Выразив Q в млн. м³/сут, D – в мм и η в Н/см², получим

$$Re = 17,75 \cdot 10^3 \frac{Q\Delta}{D\eta}. \quad (1.31)$$

На основании (49) и (50) находим,

$$Q_{пер} = 0,219 \cdot 10^{-3} \frac{D^{2,5}\eta}{D\eta}. \quad (1.32)$$

Для промысловых газопроводов без подкладных колец дополнительные местные сопротивления (краны, переходы) обычно не превышают 2-5% от потерь на трение. Поэтому при технических расчётах за расчётный коэффициент гидравлического сопротивления можно принимать:

$$\lambda = (1,02 \div 1,05)\lambda_{тр}. \quad (1.33)$$

Приняв $\lambda = 1,035\lambda_{тр}$, с учётом (48) и (44) получим:

$$Q = 16,7 \cdot 10^{-6} \alpha \varphi E D^{2,6} \sqrt{\frac{p_H^2 - p_K^2}{\Delta z T_0 L}}. \quad (1.34)$$

Эта зависимость является основной в практических расчётах. Коэффициент α учитывает отклонение действительного режима от квадратичного ($\alpha = 1$ при квадратичном режиме). Коэффициент эффективности E учитывает фактическое состояние внутренней поверхности трубопровода – отклонение абсолютной шероховатости труб k от принятой в расчёте (0,03 мм), засорение газопровода при строительстве и эксплуатации (песок, конденсаты, гидраты и т.п.),

увеличение, против усреднённых, потери давления в местных сопротивлениях из-за большого числа переходов, кранов и т.д; при проектировании газопроводов из новых труб без специальных покрытий внутренней поверхности E принимается равным 1, таким образом, коэффициент эффективности:

$$E = \frac{Q_{\phi}}{Q} = \sqrt{\frac{\lambda}{\lambda_{\phi}}}, \quad (1.35)$$

где Q_{ϕ} , Q , λ_{ϕ} , λ – фактические и расчётные (теоретические) значения расходов и коэффициента гидравлического сопротивления. Значения λ_{ϕ} и Q_{ϕ} вычисляются по формулам (44) и (53), подставляя в них замеренные данные всех параметров. Измерения делают в дни, когда режим наиболее близок к стационарному.

Если необходимо определить давление p на расстоянии x от начала трубопровода, то в формулах (44) и (53), заменив p_k на p , а L на x и сделав несложные преобразования, получим:

$$p = \sqrt{p_H^2 - cQ^2x}; \quad (1.36)$$

$$c = \frac{\lambda z R \Delta T_0}{K^2 D^5} = \frac{z \Delta T_0}{(16,7 \cdot 10^{-6} \alpha \varphi E D^{2,6})^2}.$$

Имея в виду, что из (55) получим более удобную зависимость:

$$p = \sqrt{p_H^2 - (p_H^2 - p_K^2) \frac{x}{L}}. \quad (1.37)$$

Линия, описываемая уравнениями (55) и (56), является параболой; градиент увеличивается по длине газопровода. В начале газопровода, когда давление высокое, плотность газа большая. Вследствие этого удельный объёмный газ мал и скорость движения газа небольшая. По мере удаления от начала газопровода давление газа уменьшается, что ведёт к увеличению удельного объёма газа (уменьшению плотности), а следовательно, к росту скорости движения газа (при постоянной площади поперечного сечения, $D = \text{const}$).

Так как потери на трение пропорциональны квадрату скорости, то увеличение скорости движения газа приводит к интенсивному падению давления на концевых участках.

Для того, чтобы определить коэффициент сжимаемости, количество газа в газопроводе, рассчитать аккумулирующую способность газопровода и т.д., необходимо знать среднее давление. Так как в газопроводах закон падения давления по длине имеет нелинейный характер, то среднее давление вычисляется как среднеинтегральное значение:

$$p_{\text{ср}} = \frac{1}{L} \int_0^L p dx = \frac{2}{3} \cdot \frac{p_{\text{н}}^3 - p_{\text{к}}^3}{p_{\text{н}}^2 - p_{\text{к}}^2} = \frac{2}{3} \left(p_{\text{н}} + \frac{p_{\text{к}}^2}{p_{\text{н}} - p_{\text{к}}} \right). \quad (1.38)$$

Иногда вместо среднеинтегрального применяют среднеарифметическое давление, которое меньше среднеинтегрального на величину, пропорциональную затемнённой площади на рисунке 1.1 [13].

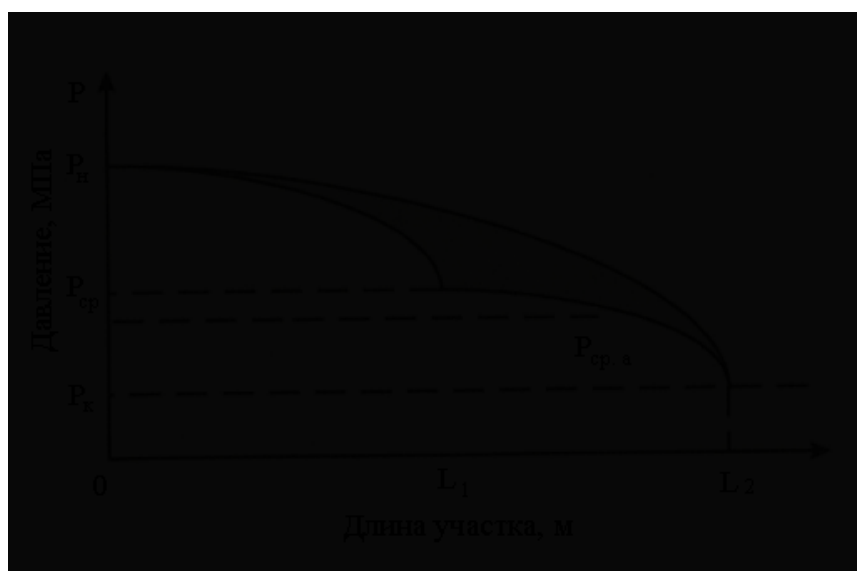


Рисунок 1.1 – График распределения давления по длине газопровода [13]

Абсолютная погрешность при этом будет:

$$\delta p = p_{\text{ср}} - p_{\text{ср.а}} = \frac{2}{3} \cdot \frac{p_{\text{н}}^3 - p_{\text{к}}^3}{p_{\text{н}}^2 - p_{\text{к}}^2} - \frac{p_{\text{н}} + p_{\text{к}}}{2} = \frac{(p_{\text{н}} - p_{\text{к}})^2}{6(p_{\text{н}} + p_{\text{к}})} \quad (1.39)$$

а относительная погрешность:

$$\frac{\delta p}{p} = \frac{1}{4} \cdot \frac{(\varepsilon - 1)^2}{\varepsilon^2 + \varepsilon + 1} \quad (1.40)$$

где $\varepsilon = p_{\text{н}}/p_{\text{к}}$ – степень сжатия.

Чем больше ε , тем больше относительная погрешность от применения среднеарифметического давления, предельная погрешность 25%.

В результате выполненного литературного обзора раскрыты понятия «проект» и теория «управления проектом». Представлена структура и состав проекта, необходимые при разработке проектной документации. Рассмотрены основные принципы проектирования газопроводов и их конструктивные параметры, влияющие на принятие технических решений и выборе мер по обеспечению их надёжной и безопасной эксплуатации. Приведён перечень технологических расчётов, применяемых при проектировании промышленных трубопроводов, из которых следует, что выбор и реализация оптимальных конструктивных решений с привязкой к специфическим особенностям участков строительства, являются актуальными задачами проектирования.

					<i>Литературный обзор</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22

4 Результаты исследования

4.1 Характеристика линейного объекта

4.1.1 Сведения о категории и классе линейного объекта

Проектируемый трубопровод по величине давления транспортируемого продукта (до 2,5 МПа) относится к IV классу согласно п. 2.5 [7].

Согласно п. 2.3 [28] проектируемый трубопровод в зависимости от характера транспортируемой среды относится к I группе.

В соответствии с таблицей 7 [7] проектируемый трубопровод относится к III категории.

4.1.2 Сведения о проектной мощности

Проектируемый трубопровод предназначен для бескомпрессорного транспорта попутного нефтяного газа первой ступени сепарации [REDACTED] под избыточным давлением до 0,45 МПа до точки врезки в существующий трубопровод [REDACTED].

Режим работы проектируемого трубопровода непрерывный. Производительность проектируемого газопровода представлена в таблице 4.1.

Объём транспортируемого попутного нефтяного газа по газопроводу указан в задании на проектирование (Приложение Б) и принят за основу в гидравлическом расчёте проектируемого трубопровода.

Таблица 4.1 – Производительность проектируемого трубопровода

Производительность, Q, тыс. нм ³ /сут	[REDACTED]
--	------------

Расчётное давление в трубопроводе принято [REDACTED] МПа, рабочее давление – [REDACTED] МПа.

					«Проектирование трубопровода для бескомпрессорного транспорта попутного нефтяного газа»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Дугарова Е.К.			Результаты исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					50	110
Консульт.						ТПУ ИПР ТХНГ гр.2БМ4А		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

Компонентный состав попутного нефтяного газа первой степени сепарации [REDACTED] Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения приведен в приложении Б.

Согласно приложению 1 [29] проектируемый трубопровод относится к категории опасных производственных объектов, в связи с тем, что в технологическом процессе обращаются горючие газы. Данный опасный производственный объект подлежит регистрации в государственном реестре в установленном порядке.

Проектируемый трубопровод технологически связан с [REDACTED] Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения, на которую разработана декларация промышленной безопасности.

Ввиду того, что в технологическом процессе на опасном производственном объекте – трубопроводе для бескомпрессорного транспорта ПНГ транспортируются горючие и опасные для окружающей среды вещества в количестве 187 т, что не превышает предельное количество – 200 т [29], разработка декларации промышленной безопасности не требуется, разрабатывается «Паспорт безопасности опасного объекта».

4.1.3 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств

Выбор труб

Проектируемый трубопровод и оборудование приняты исходя из необходимости выполнения технологических операций, с учётом требуемой надёжности, технических характеристик и исполнения для климатического района, приравненного к Крайнему Северу.

Учитывая повышенные требования экологической безопасности предусмотрены коррозионностойкие трубы, с повышенными прочностными характеристиками и увеличенной толщиной стенки по сравнению с расчётной. Трубы должны соответствовать требованиям, изложенным в [7, 22].

					<i>Результаты исследования</i>	<i>Лист</i>
						51
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

При выборе материала труб учитывались климатические условия района строительства. За расчётную температуру строительства принято значение средней температуры воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 – минус 49 °С.

Диаметр трубы для проектируемого трубопровода DN800 указан в задании на проектирование (Приложение Б) и подтверждён выполненным гидравлическим расчётом в главе 3. Расчёт толщины стенки проектируемого трубопровода выполнен согласно [7] и представлен в главе 3. При расчёте необходимый запас прочности достигается введением коэффициентов условий работы, надёжности по материалу, надёжности по нагрузке.

Для строительства трубопровода приняты трубы стальные сварные прямошовные по [30], диаметром 820x10 мм, классом прочности К52, с термическим упрочнением, из стали марки 17Г1С-У, изготовление по типу 3 (электродуговой сваркой), с заводской наружной трехслойной полиэтиленовой изоляцией весьма усиленного типа, толщиной 3,0 мм по [31].

Фасонные детали трубопроводов выполнены аналогично трубам из стали 17Г1С-У, т.е. механические свойства металла готовых деталей, соответствуют требованиям основного металла труб.

Основные механические свойства металла труб представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Основные механические свойства металла труб

Нормативный документ	Временное сопротивление разрыву Н/мм ²	Предел текучести Н/мм ²	Ударная вязкость на продольных образцах, КСУ Дж/см ²	Относительное удлинение, не менее, %
ГОСТ 20295-85 сталь 17Г1С-У, класс прочности К52 820x10 мм	510	353	Не менее 29,4 при t = минус 60 °С	20,0

Трубы, не прошедшие испытания на ударную вязкость КСУ при температуре минус 60 °С, к закупке и эксплуатации не допускаются.

Трубы, прошедшие испытания на ударную вязкость КСУ при более высоких температурах, чем минус 60 °С (минус 50 °С, минус 40 °С и т.д.), к закупке и эксплуатации не допускаются.

Механические характеристики трубопровода обеспечивают установленный срок службы, при условии соблюдения проектного режима эксплуатации: установленного максимального давления, температуры, а также отсутствия нерегламентированного воздействия на строительные конструкции, приводящего к нарушению сплошности или целостности материала (строительного брака, наездов техники и др.).

При поставке оборудование, трубная продукция, фасонные детали и арматура, должны иметь разрешительную документацию согласно требованиям [32] на применение на опасных производственных объектах, сертификаты соответствия. Обязательные требования к трубам, запорной арматуре и фасонным деталям трубопроводов, применяемым на опасном производственном объекте, и формы оценки их соответствия указанным обязательным требованиям устанавливаются в соответствии с законодательством Российской Федерации о техническом регулировании.

Если техническим регламентом не установлена иная форма оценки соответствия, трубная продукция и арматура, применяемая на опасном производственном объекте, подлежит экспертизе промышленной безопасности:

- до начала применения на опасном производственном объекте;
- при отсутствии в технической документации данных о сроке службы оборудования, если фактический срок его службы превышает двадцать лет;
- после проведения работ, связанных с изменением конструкции, заменой материала несущих элементов оборудования, либо восстановительного ремонта после аварии или инцидента на опасном производственном объекте, в результате которых было повреждено такое оборудование.

Изоляция трубопровода

Способ прокладки трубопроводов подземный. Для подземной прокладки проектируемого трубопровода DN800 трубы поставляются с заводским наруж-

					<i>Результаты исследования</i>	<i>Лист</i>
						53
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ным трехслойным полиэтиленовым покрытием весьма усиленного типа, толщиной 3,0 мм по [31].

Конструкция, толщина наружного изоляционного покрытия, температура эксплуатации соответствуют требованиям таблицы 1 [33] (номер конструкции 1).

Покрытие выдерживает указанные в ТУ внешние воздействия без отслаивания, расслаивания и растрескивания в интервале температур:

- при хранении от минус 60 до плюс 60 °С;
- при проведении погрузо-разгрузочных работ и транспортировании изолированных труб – от минус 50 до плюс 60 °С;
- при проведении строительно-монтажных и укладочных работ – от минус 40 до плюс 50 °С;
- при эксплуатации – от минус 20 до плюс 60 °С.

Антикоррозионная изоляция наружной поверхности фасонных деталей принята заводского изготовления эпоксидным покрытием морозостойкого исполнения по [34].

Для наружной защиты зоны сварных швов соединений подземно монтируемых труб применены [REDACTED] по [35] в комплекте с замковыми пластинами и двухкомпонентным эпоксидным праймером.

Для защиты от повреждений антикоррозионной изоляции подземного трубопровода при выполнении строительно-монтажных работ, а также в процессе эксплуатации (при температурных перемещениях) в минеральных грунтах с включением осадочных горных пород, гальки предусмотрено обертывание поверхности трубопровода по всей протяженности [REDACTED] (скальный лист), плотностью 800 г/м² по [36].

Надземные участки трубопровода и фасонные детали, не имеющие заводского наружного покрытия, покрываются краской [REDACTED] по [37] в два слоя по грунтовке [REDACTED] по [38] в один слой.

Затем надземные участки труб и соединительные детали теплоизолируют согласно [39]. Состав тепловой изоляции:

- маты из штапельного стекловолокна [REDACTED] марки [REDACTED] толщиной [REDACTED] мм, коэффициент уплотнения – [REDACTED];
- покровный слой поверх теплоизоляции – сталь тонколистовая оцинкованная толщиной 0,5 мм по [40].

При переходе от надземной прокладки к подземной теплоизоляция должна быть нанесена на 0,5 м ниже поверхности земли.

Арматура теплоизолируется разъемными коробами [REDACTED]. Короба состоят из оболочки (оцинкованная сталь) и теплоизоляционного слоя [41].

При очистке поверхности трубопроводов следует руководствоваться требованиями [42], при приготовлении и нанесении грунтовки следует руководствоваться требованиями [43].

При пересечении автодорог трассой проектируемого трубопровода, участки трубопроводов прокладываются в защитных футлярах.

Для защиты от почвенной коррозии кожухов предусмотрена изоляция усиленного типа внешней поверхности футляра. Наружное покрытие кожуха соответствует конструкции покрытия усиленного типа № 15 таблицы 1 [33] и имеет следующий состав:

- грунтовка клеевая «[REDACTED]»;
- полимерная лента «[REDACTED]» в один слой;
- обертка липкая полимерная «[REDACTED]» в один слой.

Материалы, используемые в изоляционных конструкциях:

- соответствуют требованиям, изложенным в нормативно-технической документации, действующей на территории РФ;
- сертифицированы: имеют гигиенический, пожарный сертификаты, а также сертификат соответствия качества продукции;
- не выделяют в процессе эксплуатации вредные, пожароопасные и взрывоопасные, неприятно пахнущие вещества в количествах, превышающих предельно допустимые концентрации;

					<i>Результаты исследования</i>	<i>Лист</i>
						55
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- не выделяют болезнетворные бактерии, вирусы и грибки.

Наружные установки трубопровода

На проектируемом трубопроводе предусмотрены следующие сооружения:

- [REDACTED] узел подключения;
- [REDACTED] узел [REDACTED]. На одной площадке с узлом [REDACTED] размещен блок дозирования реагентов (метанола) и дренажная подземная емкость объемом [REDACTED] м³;
- [REDACTED] узел [REDACTED];
- [REDACTED] узел [REDACTED];
- [REDACTED] узел [REDACTED].
- [REDACTED] узел подключения.

Узел пуска и узел приёма средств очистки и диагностики

Для очистки внутренней поверхности трубопровода от конденсатных образований и грязевых скоплений предусмотрена установка узла пуска и узла приема средств очистки и диагностики. Узлы пуска и приёма могут использоваться также для проведения диагностики трубопровода.

На узлах пуска и приёма ОУ установлены:

- камера запуска [REDACTED];
- камера приёма [REDACTED].
- трубопроводная технологическая обвязка узлов пуска и приёма с запорной арматурой.

Освобождение [REDACTED] от конденсата производится посредством дренирования жидкости в ёмкость подземную для сбора конденсата ([REDACTED]).

Освобождение ёмкости от конденсата выполняется в передвижную автоцистерну. Закачка конденсата в автоцистерну происходит при помощи избыточного давления из подземной ёмкости. Для откачки конденсата из подземной ёмкости на линии дренирования предусмотрена муфта сливная. Конденсат вы-

возится на ДКС Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения для возврата в технологический процесс подготовки нефти.

Для удаления продуктов очистки трубопровода на площадке [REDACTED] предусмотрена установка ёмкости подземной для сбора конденсата, [REDACTED] объёмом [REDACTED] м³, PN [REDACTED] МПа с внутренним антикоррозионным покрытием, выполненным в заводских условиях.

На узле пуска и приёма ОУ устанавливается запорная арматура (краны шаровые) с электроприводом и с ручным приводом.

На узле пуска ОУ предусмотрена установка [REDACTED]. На узле приема ОУ предусмотрена установка [REDACTED]. Высота продувочных свечей от уровня земли – не менее 5 м. Продувочная свеча на узлах установлена на расстоянии не менее 15 м от ограждения узла. Для защиты от распространения пламени свеча оборудуется огневым предохранителем.

Низ открытых опорных конструкций под оборудование узлов пуска и приема ОУ принят выше уровня планировочной отметки земли согласно п. 1.17 [44].

Дренаж от БДР осуществляется в подземную дренажную ёмкость ЕП объёмом [REDACTED] м³, установленную на площадке [REDACTED]. Из ёмкости ЕП дренаж откачивается погружным насосом типа [REDACTED], установленным в люке ёмкости, через обратный клапан и задвижку в передвижную автоцистерну.

Блок дозирования реагента

Подача метанола в начало трассы проектируемого трубопровода будет осуществляться установкой БДР в блочном исполнении заводского производства.

Установка дозирования реагентов выполняет следующие функции:

- приём концентрированного химического реагента (метанола) из передвижной заправочной ёмкости в бак с помощью внешнего насоса;
- прием концентрированного химического реагента (метанола) из передвижной заправочной ёмкости в бак с помощью собственного насоса;

					<i>Результаты исследования</i>	<i>Лист</i>
						57
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- перемешивание химического реагента в баке;
- закачку химического реагента в ёмкость для настройки производительности насоса-дозатора;
- подогрев химического реагента в баке до температуры от плюс 20 до плюс 60 °С;
- дозированную подачу химического реагента в поток транспортируемого попутного газа через распыляющее устройство.

Установка дозирования реагента состоит из двух отдельных блоков-отсеков, установленных на одной раме, разделённых противопожарной перегородкой 1-го типа. Блок-отсек технологический и блок-отсек аппаратный с электроприборами во взрывозащищенном исполнении.

Согласно [45] между блоками предусмотрена противопожарная стенка 1-го типа.

Ввод реагента в трубопровод осуществляется через специальный узел ввода химического реагента (форсунку), поставляемый в составе комплекта установки.

В блоке БДР смонтированы:

- два насоса-дозатора, осуществляющие дозирование реагента:
 - (1-рабочий, 1-резервный);
- насос шестерённый ■ (1 шт.), осуществляющий заполнение расходного бака и перемешивание реагента в ёмкости;
- внутренний расходный бак объёмом ■, оснащённый мерным стеклом для визуального контроля уровня;
- фильтры тонкой очистки (площадь ячейки фильтроэлемента – 1 мм²);
- приборы пожарной и охранной сигнализации, контроля загазованности, вентилятор осевой, электрические обогреватели, светильники рабочего и аварийного освещения.

Основные технические характеристики установки дозирования реагентов БД представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Основные технические характеристики установки дозирования реагентов БДР

Показатель	Значение
Общие характеристики установки	
Тип	■
Объём расходного бака, м ³	■
Максимальная потребляемая мощность блока, кВт	■
Размер дозы (усредненный), г/т	■
Габаритные размеры, мм не более длина, ширина, высота	■
Масса, кг, не более	■
Режим работы	непрерывный, без постоянного присутствия обслуживающего персонала
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	■
Характеристика насосов-дозаторов	
Тип	■
Количество, шт.	1
Номинальная производительность насоса-дозатора, л/ч	■
Рабочее давление не более, МПа	■
Характеристика шестерённого насоса	
Тип	■
Количество, шт.	1
Подача не менее, м ³ /ч	■
Давление насоса на выходе, МПа	■

Принцип работы:

Химический реагент в ёмкость технологическую, объёмом ■ м³ насосом поз.1 закачивается через вентили поз.13 или поступает самотёком через горловину поз.22. Затем через кран шаровой поз.15 химический реагент поступает в ёмкость поз.25 для настройки насосов дозаторов. Из ёмкости через краны шаровые поз.15 поступает на насосы-дозаторы поз.2 (1 рабочий, 1 резервный), которые подают его через кран шаровой поз.15 и на обратный клапан поз.17, и узел ввода химического реагента (форсунку) в проектируемый трубопровод.

Применение метанола как ингибитора гидратообразования основано на изменении равновесных условий гидратообразований в водных растворах в

сторону более низких температур, тем самым предотвращается образование гидратов при заданных термобарических условиях.

Характеристика метанола представлена в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Характеристика метанола

Наименование показателя	Значение
Агрегатное состояние	Прозрачная бесцветная жидкость без нерастворимых примесей
Растворимость	водорастворимый
Плотность при 20 °С, кг/м ³	791-793
Вязкость при 20 °С, МПа·с	0,817
Температура кипения, °С	64
Температура вспышки, °С	6 (ЛВЖ)
Температура замерзания, °С	минус 97,8
Токсикологическая характеристика	ПДК в воздухе рабочей зоны 5 мг/м ³ 3 класс опасности по [46]

Узел сбора конденсата

В процессе транспорта газа по проектируемому трубопроводу с целью отбора влаги, конденсирующейся на стенках трубопровода, проектной документацией предусмотрена установка [REDACTED] на расстоянии [REDACTED] м от [REDACTED] Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения. Эффективность узлов сбора конденсата принята 50 % (для капельной жидкости). Места размещения узлов сбора конденсата определены в соответствии с гидравлическим расчётом.

[REDACTED] включает в себя следующее технологическое оборудование:

– расширительная камера, [REDACTED] (выполнена из трубы [REDACTED] мм, L = [REDACTED] м), расположенная на байпасной линии, соединённой с основной линией газопровода тройниками с решётками и отключающей арматурой. Решётка на тройнике устанавливается на магистрали ответвления и необходима для исключения попадания в расширительную камеру очистных скребков при запуске ОУ.

– ёмкость подземная для сбора конденсата, [REDACTED] объёмом 25,0 м³ РН 1,6 МПа с внутренним антикоррозионным покрытием, выполненным в заводских

условиях. Объем ёмкостей сбора конденсата принят с учётом требования п.2.42 [47] – обеспечить приём конденсата в течение двух суток на расчётном участке его выпадения;

– ёмкость подземная дренажная [REDACTED] объёмом [REDACTED] м³, с погружным насосным агрегатом типа [REDACTED], установленным в люке ёмкости;

– продувочная свеча, [REDACTED] – на площадке [REDACTED] – на площадке [REDACTED];

– комплекс технологических трубопроводов и запорно-регулирующей арматуры.

Механизм улавливания газового конденсата основан на выпадении из потока газа капель жидкости под действием силы тяжести при снижении скорости газа, вследствие его расширения в [REDACTED]. Конденсат из расширительной [REDACTED] непрерывно поступает в ёмкость подземную для сбора конденсата [REDACTED]. Уровень жидкости, минимальный и максимальный в ёмкости сбора конденсата, регулируется клапаном [REDACTED] (работает в режиме «открыт – закрыт»). При достижении верхнего уровня конденсата ([REDACTED] мм от дна ёмкости), клапан [REDACTED] открывается и конденсат под избыточным давлением газа передавливается в дренажную подземную ёмкость [REDACTED]. При достижении минимального уровня конденсата (200 мм от дна ёмкости) клапан [REDACTED] закрывается.

Откачка жидкости из ёмкостей [REDACTED] производится погружными насосами ёмкостей ([REDACTED]) установленными на каждой ёмкости в передвижную автоцистерну. Конденсат вывозится на [REDACTED] Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения для возврата в технологический процесс подготовки нефти.

На узле [REDACTED] предусмотрена [REDACTED] [REDACTED], на узле [REDACTED]. Высота продувочных свечей от уровня земли – не менее 5 м. Продувочная свеча на узлах установлена на

					<i>Результаты исследования</i>	<i>Лист</i>
						61
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

расстоянии не менее 15 м от ограждения узла. Для защиты от распространения пламени свеча оборудуется огневым предохранителем.

В период проведения пуско-наладочных работ, проверку [REDACTED] [REDACTED] проводить не реже [REDACTED] в зимний период, [REDACTED] дней – в летний.

После выхода на технологический режим работы трубопровода, периодичность проверки и опорожнения ёмкостей [REDACTED] определяется в соответствии с фактической необходимостью, по данным сигнализаторов уровня жидкости, установленных на дренажных ёмкостях.

Прокладка трубопровода

Способ прокладки трубопровода подземный. Согласно требованиям [7], глубина заложения проектируемого трубопровода должна быть не менее [REDACTED] м от поверхности земли до верхней образующей трубы.

С учётом расчёта на прочность и устойчивость трубопровода, согласно требованиям [7], глубина заложения трубопроводов от поверхности земли до верхней образующей трубы принята не менее [REDACTED] м.

Принятые глубины заложения и температура сварки замыкающих стыков обеспечивают общую устойчивость трубопровода, расчёт на прочность и устойчивость приведён в разделе 3.

Исключения составляют пересечения с подземными инженерными коммуникациями и существующими автодорогами, где глубина заложения трубопроводов принимается в зависимости от способа прокладки, конструктивного решения, инженерно-геологических условий перехода и технических условий эксплуатирующей организации.

В месте пересечения с действующими подземными коммуникациями разработку грунта механизированным способом с использованием гидравлических экскаваторов производят на расстоянии не ближе 0,5 м от боковой поверхности и над верхом трубы (с предварительным обнаружением их с точностью до 0,25 м) в соответствии с требованиями [48]. Оставшийся грунт дорабатывают вручную без применения ударных инструментов и с принятием мер,

					<i>Результаты исследования</i>	<i>Лист</i>
						62
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

исключающих возможность повреждения этих трубопроводов. Работы необходимо производить под постоянным контролем представителя службы эксплуатации.

Укладка трубопровода под существующими коммуникациями предусмотрена способом протаскивания. Для защиты изоляции трубопровода выполняется его футеровка [36]. Для проезда строительной техники через существующие трубопроводы устраиваются временные проезды.

Земляные работы

Разработка траншеи предусмотрена одноковшовым экскаватором, засыпка – бульдозером.

Ширина траншеи проектируемого трубопровода понизу принята [7] м в соответствии с требованиями [7] п. 6.10.

Земляные работы при строительстве трубопровода выполняются в соответствии с требованиями [22, 48, 49, 50].

Крутизна откосов траншеи принята в соответствии с требованиями [50, 51]. Величина откосов в суглинках, глинах, щебнистых и галечных грунтах с супесчаным заполнителем составит – [50].

Согласно [49], засыпка траншеи производится грунтом, выбранным при рытье траншеи. Засыпку трубопровода, уложенного в траншею, выполненную в мёрзлых грунтах, осуществляют как в условиях: если после укладки трубопровода после разработки траншеи, грунт отвала не подвергся смерзанию. При засыпке траншеи, во избежание повреждения изоляционного покрытия трубопровода мёрзлым грунтом с комьями размером более 50 мм в поперечнике, согласно [50], первоначально выполняется засыпка размельчённым грунтом толщиной от 0,2 до 0,3 м из отвала, после чего производится остальная засыпка с устройством валика с учётом последующей осадки при оттаивании.

Сплошность защитного покрытия смонтированного трубопровода контролируют перед укладкой в траншею искровым дефектоскопом в соответствии

					<i>Результаты исследования</i>	<i>Лист</i>
						63
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

с требованиями пункта 17 таблицы 2 и пункта 9 таблицы 3 [33]. Контролю подлежит вся внешняя поверхность трубопровода.

В случае пробоя защитного покрытия проводят ремонт дефектных мест по НД на соответствующий вид защитного покрытия. Отремонтированные участки следует повторно проконтролировать.

Контроль сплошности защитного покрытия на уложенном и засыпанном трубопроводе, находящемся в незамёрзшем грунте, проводят не ранее чем через две недели после засыпки искателем повреждений типа [REDACTED] или другим аналогичным прибором, после чего, в случае обнаружения дефектов, изоляция должна быть отремонтирована по НД на соответствующий вид покрытия.

Изоляционное покрытие на законченном строительстве участках трубопровода подлежит контролю методом катодной поляризации на соответствие нормам таблиц 2 и 3 [33]. При несоответствии сопротивления изоляции этим требованиям необходимо установить места повреждения защитного покрытия, отремонтировать их по НД на соответствующий вид покрытия и затем провести повторный контроль.

В процессе эксплуатации проектируемого трубопровода, согласно [7], должны проводиться работы по восстановлению пропускной способности трубы (периодическая очистка внутренней полости путем удаления конденсатных образований и грязевых скоплений). С этой целью в начале и конце трассы проектируемого трубопровода предусмотрена установка камер пуска и приёма средств очистки и диагностики (ОУ).

5 Экономическое обоснование строительства трубопровода для бескомпрессорного транспорта попутного нефтяного газа

5.1 Расчёт стоимости материалов

В данном разделе произведён расчет стоимости затраченных материалов при сооружении подземного трубопровода для бескомпрессорного транспорта попутного нефтяного газа.

5.1.1 Анализ условий, необходимых для расчёта

При выполнении данного расчёта был выбран трубопровод $D = \blacksquare$ мм, глубиной заложения $h = \blacksquare$ м, протяжённостью $L = \blacksquare$ м. Исходные данные по характеристике грунта показаны в табл. 5.1 [21]:

Таблица 5.1 – Характеристика грунтов

Кат. грунта	Вид грунта	Плотность грунта, кг/м ³	Число ударов плотномера ДорНИИ	Коэффициент разрыхления, K_p
2	Щебенистый грунт с супесчаным заполнителем	2000	5-8	1,14-1,28

5.1.2 Расчёт основных параметров траншеи

По условиям задания диаметр трубопровода $D = \blacksquare$ мм, заглубление трубопровода $h = \blacksquare$ м, длина участка траншеи $L = \blacksquare$ м.

					«Проектирование трубопровода для бескомпрессорного транспорта попутного нефтяного газа»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Дугарова Е.К.			Экономическое обоснование	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					65	110
Консульт.						ТПУ ИПР ТХНГ гр.2БМ4А		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

1. Ширина траншеи по дну (рисунок 5.1):

Ширина траншеи по дну принимается $1,5DN$ для трубопроводов номинальным диаметром $DN 700$ и более согласно [52], то есть должна быть равна:

$$b = 1,5DN, \quad (6.1)$$

где DN – номинальный диаметр трубопровода, $DN = \blacksquare$ мм.

$$b = 1,5 \cdot \blacksquare = \blacksquare \text{ мм.}$$

Так как при прокладке необходимо учитывать углы поворота трассы в плане, то полученную ширину траншеи увеличиваем до $b = 1,5$ м.

2. Глубина траншеи:

$$h_T = D + h, \quad (6.2)$$

где h – глубина заложения трубопровода, согласно [7] принимаем $h = 0,8$ м,

$$h_T = \blacksquare = \blacksquare \text{ мм.}$$

3. Длина основания трапеции:

$$a = b + 2 \cdot h_T \cdot \operatorname{ctg} \beta, \quad (6.3)$$

где b – ширина траншеи по дну равная $1,5$ м;

h_T – глубина траншеи равная \blacksquare м;

β – угол откоса, равный 63° , $\operatorname{ctg} 63^\circ = 0,51$.

$$a = 1,5 + 2 \cdot 1,62 \cdot 0,56 = \blacksquare \text{ м.}$$

4. Площадь сечения траншеи:

$$S_{\text{сеч}} = \frac{b + a}{2} \cdot h_T = \frac{1,5 + 3,31}{2} \cdot 1,62 = \blacksquare \text{ м}^2. \quad (6.4)$$

					Экономическое обоснование	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

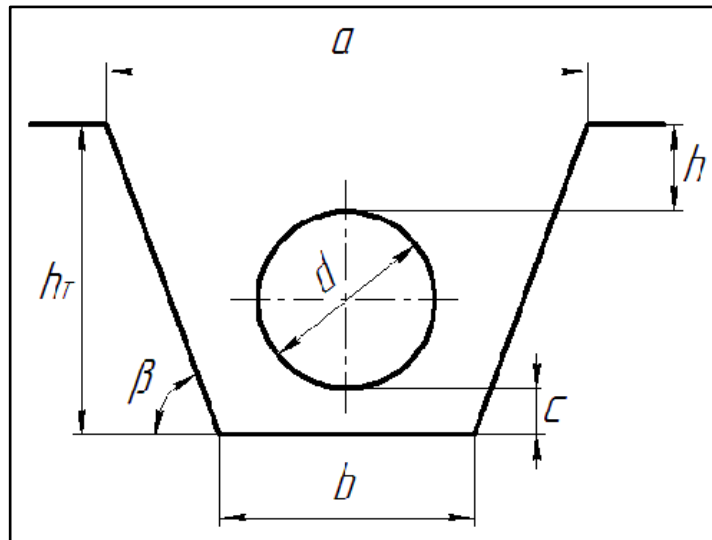


Рисунок 5.1 – Поперечный профиль траншеи трубопровода

5.1.3 Расчёт объёмов грунта, необходимого для обратной засыпки

Объём трубопровода:

$$V_{\text{тр}} = \frac{\pi \cdot d^2 \cdot L}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,800^2 \cdot 16567}{4} = \blacksquare \text{ м}^3 \quad (6.5)$$

где D – диаметр трубопровода, $D = \blacksquare$ мм;

L – длина участка траншеи, $L = \blacksquare$ м.

Объём грунта, вынимаемого для сооружения траншеи:

$$V_{\text{земли}} = S_{\text{сеч}} \cdot L = 3,9 \cdot 16567 = \blacksquare \text{ м}^3 \quad (6.6)$$

Объём грунта, необходимого для обратной засыпки:

$$V_{\text{засып}} = V_{\text{земли}} - V_{\text{тр}} = 64546,69 - 8323,26 = \blacksquare \text{ м}^3 \quad (6.7)$$

5.1.4 Расчёт необходимой техники и затрат на топливо

Для расчёта затрат на топливо, а также объёмов работ на объекте, необходимо рассчитать количество единиц техники.

1. Объём работ на объекте:

Принимаем скорость строительства трубопровода $v_{\text{стр}} = 250$ м/сут. Время на сооружение трубопровода:

					Экономическое обоснование	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$T = L/v_{\text{стр}}, \quad (6.8)$$

где T – основное время, затраченное на строительство траншеи, сут;

$$T = 16567/250 = \blacksquare \text{ сут},$$

Время на подготовительные работы составляет 50% основного времени на строительство трубопровода:

$$T_{\text{подг}} = T/2 = \blacksquare \text{ сут}. \quad (6.9)$$

Площадь участка, на котором производятся подготовительные работы:
– при планировке:

$$F_{\text{пл}} = L \cdot L_{\text{п}}, \quad (6.10)$$

где $L_{\text{п}}$ – ширина полосы земель несельскохозяйственного назначения, отводимых для одного подземного трубопровода, согласно [52] примем $L_{\text{п}} = 28$ м;

$$F_{\text{пл}} = 16567 \cdot 28 = \blacksquare \text{ м}^2.$$

2. Необходимое количество бульдозеров:

Найдём объём призмы волочения с учётом потери грунта по формуле:

$$V_{\text{пр}} = \left[\frac{(H - h)^2 \cdot B}{2 \cdot \text{tg}(\varphi_0) \cdot K_p} \right] \cdot K_{\text{пот}}, \quad (6.11)$$

где φ_0 – угол поворота отвала в плане, принимаем равным $\varphi_0 = 20^\circ$;

$B = 4,28$ м – ширина отвала;

$h = 0,12 \cdot H = 0,162$ м – средняя толщина стружки;

$H = 1,35$ м – высота отвала (согласно техническим характеристикам бульдозера Б10МБ.0021-1В4);

$K_p = 1,25$ – коэффициент разрыхления грунта;

$K_{\text{пот}}$ – коэффициент, учитывающий потери грунта в процессе перемещения призмы:

$$K_{\text{пот}} = \blacksquare = \blacksquare,$$

					Экономическое обоснование	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

где l_n – расстояние, на которое перемещается грунтовая призма (дальность транспортирования) примем $l_n = 45$ м.

$$V_{\text{пр}} = \text{[redacted]} = \text{[redacted]} \text{ м}^3.$$

Найдем длину пути резания грунта:

$$l_p = \text{[redacted]} = \text{[redacted]} \text{ м};$$

Продолжительность работы машины t за один цикл складывается из следующих отрезков времени:

$$t = t_p + t_{\text{п}} + t_{\text{з.х.}} + t_{\text{п.п}} + t_0, \quad (6.12)$$

где t_{mn} – время переключения передач, $t_{mn} = 6$ с;

t_0 – время опускания отвала, $t_0 = 2$ с;

$$t_p = \text{[redacted]} = \text{[redacted]} \text{ с}, \quad (6.13)$$

$$t_{\text{п}} = \text{[redacted]} = \text{[redacted]} \text{ с},$$

$$t_{\text{з.х.}} = \text{[redacted]} = \text{[redacted]} \text{ с},$$

где t_p , t_n , $t_{\text{з.х.}}$ – соответственно продолжительность работы машины при резании грунта, его перемещении и заднего холостого движения машины;

$v_p = 2 \div 6$ км/ч – скорость движения при резании бульдозера, принимаем $v_p = 2$ км/ч;

$v_n = 4 \div 8$ км/ч – скорость движения при перемещении бульдозера, принимаем $v_n = 4$ км/ч;

$v_{з.х.} = 5 \div 10$ км/ч – скорость движения при обратном ходе бульдозера, принимаем $v_{з.х.} = 5$ км/ч.

В итоге продолжительность работы машины за один цикл равна:

$$t = 28,13 + 22,5 + 43,65 + 6 + 2 = \blacksquare \text{ с.}$$

Производительность бульдозера при резании и перемещении грунта определяется по формуле:

$$P_{р.п.} = \frac{3600 \cdot V_{пр} \cdot K_u \cdot K_y}{t \cdot K_p}, \quad (6.14)$$

где K_u – коэффициент использования бульдозера по времени принимаем 0,9;

K_y – коэффициент, учитывающей влияние уклона местности на производительность бульдозера принимаем 0,5.

$$P_{р.п.} = \blacksquare = \blacksquare \text{ м}^3/\text{ч},$$

Производительность бульдозера при планировочных работах (разравнивании грунта) определяется по формуле:

$$P_{р.г.} = \blacksquare, \quad (6.15)$$

где b_1 – величина перекрытия прохода, $b_1 = 0,5$ м;

n – число проходов по одному месту, $n = 1$;

v_p – рабочая скорость движения бульдозера при резании, $v_p = 2$ км/ч или 0,556 м/с;

$t_{нов}$ – время поворота бульдозера, $t_{нов} = 15$ с.

$$P_{р.г.} = \blacksquare = \blacksquare \text{ м}^2/\text{ч}.$$

Объём грунта, снимаемого при резании:

$$V_{\text{рез}} = L \cdot l_{\text{п}} \cdot h \cdot K_{\text{р}}, \quad (6.16)$$

$$V_{\text{рез}} = \blacksquare = \blacksquare \text{ м}^3,$$

Необходимая производительность при выполнении планировочных работ:

$$\Pi_{\text{пл}} = \frac{F_{\text{пл}}}{t_{\text{необх}}} = \blacksquare = \blacksquare \text{ м}^3/\text{ч};$$

Необходимая производительность при резании и перемещении грунта:

$$\Pi_{\text{рез}} = \frac{V_{\text{рез}}}{t_{\text{общ}}} = \blacksquare = \blacksquare \text{ м}^3/\text{ч};$$

Необходимое количество бульдозеров:

– при планировочных работах

$$n_{\text{пл}} = \frac{\Pi_{\text{пл}}}{\Pi_{\text{рез}}} = \blacksquare = \blacksquare;$$

– при резании и перемещении грунта

$$n_{\text{рез}} = \frac{\Pi_{\text{рез}}}{\Pi_{\text{р.п.}}} = \blacksquare = \blacksquare.$$

Следовательно, принимаем количество бульдозеров, равное 4.

3. Необходимое количество экскаваторов:

Техническая производительность одноковшовых экскаваторов определяется по формуле:

$$\Pi_{\text{ТХ}} = \frac{3600 \cdot q \cdot K_{\text{н}}}{K_{\text{р}} \cdot t_{\text{ц}}}, \quad (6.17)$$

где q – вместимость ковша, $q = 1 \text{ м}^3$;

K_p – коэффициент разрыхления породы принимаем $K_p = 1,27$;

K_n – коэффициент заполнения ковша для щебенистого грунта принимаем равным $K_n = 1,1$;

t_u – продолжительность цикла, $t_u = 45$ с.

$$P_{ТХ} = \blacksquare = \blacksquare \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Эксплуатационная производительность определяется по формуле:

$$P_э = P_{ТХ} \cdot K_y \cdot K_B, \quad (6.18)$$

где K_y – коэффициент, зависящий от уровня квалификации машиниста экскаватора (в нашем случае – средняя) принимаем 0,8;

K_B – коэффициент использования экскаватора в смену принимаем 0,65 (при отгрузке в отвал, мягкие грунты 2 категории).

$$P_э = \blacksquare = \blacksquare \text{ м}^3/\text{ч}.$$

С учётом эксплуатационной производительности экскаватора и количества рабочих дней, выделяемых на разработку траншеи, количество часов работы равно:

$$t = \frac{V_\phi}{P_э} = \blacksquare = \blacksquare \text{ ч}, \quad (6.19)$$

$$V_\phi = K_p \cdot V_{\text{земли}},$$

$$V_{\text{земли}} = \blacksquare \text{ м}^3, \text{ тогда } V_\phi = \blacksquare = \blacksquare \text{ м}^3.$$

Определяем количество единиц техники:

$$n = \frac{t}{T_{\text{под}}} = \blacksquare = \blacksquare = \blacksquare.$$

Для разработки траншеи принимаем 3 одноковшовых экскаватора типа Hitachi ZX240-3.

4. Необходимое количество машин для вывоза грунта:

Объём грунта в плотном теле в ковше экскаватора:

$$V_{гр} = (V_{ков} \cdot K_{нап}) / K_p = \blacksquare = \blacksquare \text{ м}^3, \quad (6.20)$$

где $V_{ков}$ – принятый объём ковша экскаватора, м^3 ;

$K_{нап}$ – коэффициент наполнения ковша, принимаемый 0,3;

K_p – коэффициент разрыхления 1,27.

Масса грунта в ковше экскаватора:

$$Q = V_{гр} \cdot \rho = \blacksquare = \blacksquare \text{ кг}, \quad (6.21)$$

где ρ – плотность грунта при естественном залегании, в нашем случае $\rho = 2000 \text{ кг/м}^3$.

Количество ковшей в кузове автосамосвала:

Для транспортирования грунта выбираем автосамосвал \blacksquare грузоподъёмность 19 т.

$$n = \frac{\Pi}{Q} = \blacksquare = \blacksquare \text{ ковша.}$$

Объём грунта в плотном теле, загружаемый в кузов самосвала:

$$V = V_{гр} \cdot n = \blacksquare = \blacksquare \text{ м}^3.$$

Продолжительность одного цикла работы самосвала:

$$T_{ц} = t_n + 60 \cdot L / V_T + t_p + 60 \cdot L / V_{п} + t_m, \quad (6.22)$$

$$T_{ц} = 1 \blacksquare = \blacksquare \text{ мин,}$$

где t_n – время погрузки грунта, мин;

$$t_n = V \cdot H_{вр} / 100 = \blacksquare = \blacksquare \text{ ч} = \blacksquare \text{ мин,}$$

					Экономическое обоснование	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

H_{ep} – норма машинного времени, учитывающая разработку экскаватором 100 м³ грунта и погрузку в транспортные средства, маш.мин, определяемая по ЕНиР 2-1; $H_{ep} = 2,1$;

L – расстояние транспортировки грунта, 5 км;

V_z – средняя скорость автосамосвала, км/ч, в загруженном состоянии, равная 20 км/ч;

$V_n = 25...40$ км/ч – средняя скорость автосамосвала в порожнем состоянии;

$t_p = 1...2$ мин – время разгрузки;

$t_m = 2...3$ мин – время маневрирования перед погрузкой и разгрузкой.

Требуемое количество самосвалов:

$$N = T_{ц}/t_{п} = \blacksquare = \blacksquare = \blacksquare \text{ самосвала.}$$

Расчёты сведены в общую таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Необходимое количество техники и затрат на неё

	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
Время работы (ч)	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
Количество машин	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
Расход топлива (л)	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
Стоимость 1л ДТ (руб.)	\blacksquare		
Затраты на ДТ (руб.)	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
Итого (руб.):	\blacksquare		

5.2 Затраты на оплату труда

Расчет суммы, начисленной по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда [53].

Таблица 5.3. – Надбавки и доплаты к заработной плате работника

Районный коэффициент	■
Северная надбавка	■
Доплата за вредность	■
Компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты	■

Таким образом, с учётом показателей в таблице 5.2., а также количеством техники в таблице 5.3., рассчитаем количество работников, необходимых для строительства трубопровода и затраты на их заработную плату, занесём результаты в таблицу 5.4.

Таблица 5.4. – Расчёт затрат на ЗП работников

	Трубопроводчик линейный	Экскава- торщик	Бульдозе- рист	Водитель	Мастер
Часовая тариф- ная ставка	■	■	■	■	■
Районный коэф- фициент, руб.	■	■	■	■	■
Северная надбавка, руб.	■	■	■	■	■
Доплата за вред- ность, руб.	■	■	■	■	■
Время нахожде- ния в пути, руб.	■	■	■	■	■
Вахтовый метод работы, руб.	■	■	■	■	■
Итого, руб./час	■	■	■	■	■

Время работы	■	■	■	■	■
Итого, руб. за работу 1-го работника	■	■	■	■	■
Количество работников	■	■	■	■	■
Итого, руб.	■	■	■	■	■
Общая сумма ЗП	■				

5.2.1 Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве представлены в таблице 5.5. Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем согласно [53] класс I с тарифом 0,2 для транспортирования по трубопроводам нефти и нефтепродуктов (код по ОКВЭД – 60.30.1).

Таблица 5.5. – Расчет страховых взносов

Показатель	Трубопроводчик линейный	Экскаваторщик	Бульдозерист	Водитель	Мастер
Количество работников	6	3	4	2	2
ЗП, руб.	■	■	■	■	■
ФСС (2,9%)	■	■	■	■	■
ФОМС (5,1%)	■	■	■	■	■
ПФР (22%)	■	■	■	■	■
Страхование от несчастных случаев (тариф 0,2%)	■	■	■	■	■
Всего, руб.	■	■	■	■	■
Общая сумма, руб.	■				

5.2.2 Затраты на амортизационные отчисления и прочие расходы

Затраты определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации для экскаватора, бульдозера и самосвала выбираем согласно единым нормам амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР (утв. постановлением СМ СССР от 22 октября 1990 г. N 1072). Выбираем значения норм в процентах в зависимости от вместимости ковша, грузоподъемности, мощности двигателя. Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 5.6.

Таблица 5.6. – Расчет амортизационных отчислений

Объект	Стоимость (руб.)	Норма амортизации (%)	Норма амортизации в год (руб.)	Норма амортизации в час (руб.)	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Экскаватор	■■■■■	■	■■■■■	■■■	■	■■■	■■■■■
Бульдозер	■■■■■	■■■	■■■■■	■■■■■	■	■■■	■■■■■
Самосвал	■■■■■	■■■	■■■■■	■■■	■	■■■	■■■■■
Итого, руб.	■■■■■						

Прочие расходы, в число которых входят средства индивидуальной защиты, питание и перевозка бригады рабочих, составляют 10% от фонда оплаты труда: ■■■■■

Все рассчитанные показатели можно свести в общую таблицу расходов, согласно которой общая сумма затрат при строительстве подземного трубопровода диаметром 820 мм и длиной 16567 м составит ■■■■■.

Таблица 5.7. – Общая сумма затрат

Расходы	Стоимость (руб.)
Дизельное топливо	■
Оплата труда	■
Страховые взносы	■
Амортизационные отчисления	■
Прочие расходы	■
Всего затрат	■
Накладные расходы (20%)	■
■	■
Плановые накопления (5% от суммы затрат и накладных расходов)	751029

Распределение всех видов затрат отображено на рисунке 5.2.



Рисунок 5.2 – Распределение всех видов затрат

6 Социальная ответственность при проектировании трубопровода для бескомпрессорного транспорта попутного нефтяного газа

Согласно Международному стандарту ICCSR 26000:2001 [54] социальная ответственность (social responsibility) – это ответственность организации за воздействие её решений и деятельности на общество и окружающую среду через «прозрачное» и этичное поведение.

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассматриваются два этапа работ, связанные с проектированием и строительством трубопровода для бескомпрессорного транспорта ПНГ, а именно: камеральный и полевой [55].

Рабочим местом камерального этапа при проектировании трубопровода является офисное помещение проектной организации, а именно кабинет размером 2х6 м, оборудованный письменным столом с персональным компьютером.

Район работ полевого этапа при строительстве трубопровода в административном отношении находится на территории Ярактинского НГКМ в северной части Усть-Кутского и южной части Катангского районах Иркутской области. Климат рассматриваемого района резко континентальный, с холодной продолжительной зимой и коротким относительно жарким летом. Рельеф местности низкогорный, характерный для всего Среднесибирского плоскогорья. Преобладающие абсолютные высоты от 300 до 700 м. Выполнение строительномонтажных работ предусмотрено в зимний период года.

При проектировании, а также дальнейшем строительстве на Ярактинском газоконденсатном месторождении предлагаемого объекта могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.

					<i>«Проектирование трубопровода для бескомпрессорного транспорта попутного нефтяного газа»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Дугарова Е.К.			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Чухарева Н.В.					79	110
<i>Консульт.</i>						ТПУ ИПР ТХНГ гр.2БМ4А		
<i>Зав. Каф.</i>		Рудаченко А.В.						

6.1 Профессиональная социальная безопасность

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием [56]. Основные виды ОВПФ, в зависимости от их источников и уровня воздействия на рабочих местах указаны в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении проектирования и строительства трубопровода

Наименование работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
<p>Камеральный этап</p> <p>1) Анализ отчетов инженерных изысканий (ИИ);</p> <p>2) Построение профиля трассы согласно данным отчетов ИИ;</p> <p>3) Расчёт основных параметров и подбор оборудования для проектируемого трубопровода</p>	<p>1. Отклонение показателей микроклимата в рабочем помещении;</p> <p>2. Недостаточная освещённость рабочей зоны;</p> <p>3. Степень нервно-эмоционального напряжения и монотонный режим работы.</p>	<p>1. Электробезопасность;</p> <p>2. Пожароопасность.</p>	<p>ГОСТ Р ИСО 26000-2012</p> <p>[54]</p> <p>ГОСТ 12.0.003-74</p> <p>[56]</p> <p>СанПиН 2.2.4.548-96</p> <p>[57]</p> <p>СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03</p> <p>[58]</p> <p>СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03</p> <p>[59]</p> <p>СНиП 23-01-99</p> <p>[19]</p> <p>НПБ 105-03 [62]</p> <p>ПУЭ [20]</p> <p>СТО Газпром 14-2005 [63]</p>

Продолжение таблицы 6.1

<p>Полевой этап</p> <p>1) Земляные работы;</p> <p>2) Бетонные и железобетонные работы;</p> <p>2) Монтаж технологического оборудования;</p> <p>3) Изоляция трубопровода;</p> <p>4) Прокладка технологических трубопроводов</p>	<p>1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе;</p> <p>2. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу;</p> <p>3. Тяжесть и напряжённость физического труда.</p>	<p>1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;</p> <p>2. Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).</p>	<p>ГОСТ 12.2.062-81* [64]</p> <p>РД 39-132-94 [22]</p> <p>СП 12-136-2002 [66]</p> <p>СанПиН 2.2.3.1384-03 [67]</p> <p>ГОСТ 12.4.011-89 [68]</p>
---	--	--	---

6.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Камеральный этап

1 Отклонение показателей микроклимата в помещении

Микроклимат в рабочем помещении поддерживается при помощи системы кондиционирования и периодического проветривания. Согласно [4] при нормировании параметров микроклимата выделяют холодный период года, характеризующийся среднесуточной температурой наружного воздуха, равной +10 °С и ниже и теплый период года, характеризующийся среднесуточной температурой наружного воздуха выше +10 °С.

Разграничение работ по категориям осуществляется на основе интенсивности общих энергозатрат организма в ккал/ч (Вт). Так как при проектировании трубопровода работы производятся за ПК, сидя, и сопровождаются некоторым физическим напряжением, то данный вид работы относится к категории Ib с интенсивностью энергозатрат 121–150 ккал/ч.

Оптимальные нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений представлены в таблице 6.2.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		81

Таблица 6.2 – Оптимальные нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений при проектировании трубопроводов [57]

Сезон года	Категория тяжести работ	Температура воздуха, °С		Относительная влажность воздуха, %		Скорость движения воздуха	
		Фактич.	Оптимальные	Фактич.	Оптимальные	Фактич.	Оптимальные
Холодный	Іб	22	21-23*	50	60-40	0,2	0,1
Теплый	Іб	23	22-24**	23	21-25	0,3	0,1

*При температуре воздуха на рабочих местах 25°С и выше максимально допустимые величины относительной влажности воздуха не должны выходить за пределы:

70% – при температуре воздуха 25°С;

65% – при температуре воздуха 26°С;

60% – при температуре воздуха 27°С;

55% – при температуре воздуха 28°С.

**При температуре воздуха 26-28°С скорость движения воздуха, указанная в таблице 2 для теплого периода года, должна соответствовать диапазону:

0,1-0,3 м/с – при категории работ Іб.

Для поддержания оптимальных показателей микроклимата в рабочей зоне предусмотрена система отопления в зимний период года и система кондиционирования в летний. Также круглогодично предусмотрено периодическое проветривание помещения в течение всего рабочей смены, во время технологических перерывов. Технологический перерыв предусмотрен продолжительностью 10-15 мин через каждые 1,5 часа рабочего времени.

Согласно таблице 6.2 микроклиматические условия рабочего помещения соответствуют критериям оптимального теплового и функционального состояния человека. Они обеспечивают общее и локальное ощущение теплового комфорта в течение 8-часовой рабочей смены при минимальном напряжении механизмов терморегуляции, не вызывают отклонений в состоянии здоровья, и тем самым создают предпосылки для высокого уровня работоспособности.

2 Недостаточная освещённость рабочей зоны

Оценка освещённости рабочей зоны необходима для обеспечения нормативных условий работы в помещениях и проводится в соответствии с [58].

Неправильно выбранное освещение значительно усложняет работу технического персонала, что способствует снижению производительности труда, а также может привести к резкому ухудшению зрения.

Освещённость рабочего места осуществляется с помощью естественного и искусственного освещения. Естественное освещение в дневное время должно обеспечиваться окнами, число которых должно быть достаточным для работы без снижения производительности. В тёмное время суток освещённость рабочего места должна осуществляться искусственным освещением, светильники которого должны обеспечивать необходимую степень освещённости.

В таблице 6.3 приведены показатели нормируемой освещённости согласно [58].

Таблица 6.3 – Нормы освещённости производственных помещений при искусственном освещении рабочего места при проектировании трубопроводов [58]

Характеристика зрительной работы	Наименьший размер объекта различения, мм	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Контраст объекта с фоном	Характеристика фона	Искусственное освещение		
						Освещённость, лк		
						При системе комбинированного освещения		При системе общего освещения
						всего	в том числе от общего	
Высокой точности	От 0,3 до 0,5	III	в	Малый Средний Большой	Светлый	750	200	300
					Средний	600	200	200
					Темный			

В офисном помещении реализована система общего равномерного освещения. В качестве источников света приняты газоразрядные люминесцентные лампы типа ЛБ (белой цветности), как энергетически более экономичные и обладающие большим сроком службы.

Используются открытые двухламповые светильники типа ОД с хорошим отражением от потолка и стен, которые допускаются при умеренной влажности и запылённости. Интегральным критерием оптимальности расположения светильников является величина $\lambda = L/h$, уменьшение которой удорожает устройство и обслуживание освещения, а чрезмерное увеличение ведёт к резкой неравномерности освещённости. Для светильников ОД $\lambda = 1,4$.

3 Степень нервно-эмоционального напряжения и монотонный режим работы

В зависимости от категории трудовой деятельности и уровня нагрузки за рабочую смену при работе устанавливается суммарное время регламентированных перерывов (таблица 6.4) [59].

Таблица 6.4 – Суммарное время регламентированных перерывов в зависимости от продолжительности работы, вида и категории трудовой деятельности с ПЭВМ [59].

Категория работы с ПЭВМ	Уровень нагрузки за рабочую смену при видах работ с ПЭВМ			Суммарное время регламентированных перерывов, мин при 8-часовой смене
	группа А, количество знаков	группа Б, количество знаков	группа В, ч	
I	до 20 000	до 15 000	до 2	50
II	до 40 000	до 30 000	до 4	70
III	до 60 000	до 40 000	до 6	90

Для предупреждения преждевременной утомляемости пользователей ПЭВМ рекомендуется организовывать рабочую смену путем чередования работ с использованием ПЭВМ и без него. При возникновении у работающих с ПЭВМ зрительного дискомфорта и других неблагоприятных субъективных ощущений, несмотря на соблюдение санитарно-гигиенических и эргономических требований, рекомендуется применять индивидуальный подход с ограничением времени работы с ПЭВМ.

В случаях, когда характер работы требует постоянного взаимодействия с ВДТ (набор текстов или ввод данных и т.п.) с напряжением внимания и сосредоточенности, при исключении возможности периодического переключения на другие виды трудовой деятельности, не связанные с ПЭВМ, рекомендуется организация перерывов на 10-15 мин через каждые 45-60 мин работы.

Продолжительность непрерывной работы с ВДТ без регламентированного перерыва не должна превышать 1 ч.

Во время регламентированных перерывов с целью снижения нервно-эмоционального напряжения, утомления зрительного анализатора, устранения влияния гиподинамии и гипокинезии, предотвращения развития позотонического утомления целесообразно выполнять комплексы упражнений.

Полевой этап

1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

В административном отношении район работ находится в северной части Усть-Кутского и южной части Катангского районах Иркутской области. Ближайший населённый пункт – г. Киренск, расположенный в 80 км к востоку от места работ.

Климат рассматриваемого района резко континентальный, континентальный с холодной продолжительной зимой и коротким относительно жарким летом. Для снижения вредного воздействия на окружающую среду весь комплекс работ подготовительного и основного этапа строительства трубопровода производится в зимний период года.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		85

Климатические параметры холодного времени года для Иркутской области приведены в таблицах 6.5.

Таблица 6.5 – Климатические параметры холодного периода Иркутской области [19]

Город	Температура воздуха наиболее холодных суток, С ⁰ ,	Температура воздуха наиболее холодной	Абсолютная минимальная температура воздуха, С ⁰	Средняя суточная амплитуда температуры воздуха	Продолжительность, сут., и средняя температура воздуха, С ⁰ , периода со средней суточной температурой воздуха		Средняя месячная относительная влажность воздуха	Количество осадков за ноябрь-март, мм	Преобладающее направление ветра за декабрь-февраль	Средняя скорость ветра, м/с за период со средней		
					≤ 0 С ⁰	≤ 8 С ⁰						
					Продолжительность	Средняя температура	Продолжительность	Средняя температура				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Киренск	-53	-49	-58	8,7	197	-16,8	251	-12,3	78	132	ЮЗ	1,9

Работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях, приведённых в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Погодные условия прекращения работ [55]

Об организации работ в холодное время года на открытом воздухе и в закрытых необогреваемых помещениях на территории Томской области (II и III климатический пояс) (Постановление от 16.12.2012 г. № 370)	
Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	– 40
Не более 5,0	– 35
5,1–10,0	– 25
10,0–15	– 15
15,1–20,0	– 5
Более 20,0	0

2 Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

Источниками выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) в период строительства являются:

- двигатели автотранспорта и строительной техники;
- сварочный агрегат;
- окрасочные работы;
- изоляционные работы;
- бензопилы;
- строительные работы;
- топливозаправщик;
- битумоварочные котлы.

Источники выбросов ЗВ в атмосферу передвижные, характеризуются постоянным изменением местоположения, количеством одновременно работающих источников, различным режимом и временем работы.

В таблице 6.7 приведены свойства опасных веществ, транспортируемых по проектируемому трубопроводу.

Таблица 6.7 – Свойства веществ, обращающихся в трубопроводе, характер их воздействия на организм человека [60]

Вещество	Характер воздействия на организм человека	ПДК р.з., мг/м ³	Класс опасности по ГОСТ 12.1.005-88*	Санитарная характеристика производства по СНиП 2.09.04-87*
Нефтяной газ	Газ, попадая в организм, оказывает физиологическое действие. Общий характер действия напоминает опьянение	300	IV	2г
Метанол	Сильный нервный и сосудистый газ. Поражает зрительный нерв и сетчатку глаза. При попадании в желудок вызывает сильное отравление. При попадании на кожу, в глаза, верхние дыхательные пути вызывает раздражение	5	III	1б, 2г

Азот технический	Токсическое действие проявляется при резком снижении кислорода. Насыщение организма азотом происходит быстро. Накопление газообразного азота вызывает кислородную недостаточность, состояние удушья	-	-	2г
Одорант (этилмеркаптан) – применяется при проведении пневматического испытания	Влияет на центральную нервную систему, обладает наркотическим действием, характеризующимся мышечной скованностью при попадании на кожу вызывает раздражение	1	II	2г, 3б

Для снижения суммарных выбросов загрязняющих веществ на период строительства предусмотрены следующие мероприятия:

- использование строительной техники и автотранспорта с отрегулированными двигателями внутреннего сгорания;
- предотвращение возможных экологических аварий и грубых нарушений природоохранного законодательства в процессе строительства;
- исключение применения в процессе строительства веществ, строительных материалов, не имеющих сертификатов качества, и выделяющих в атмосферу токсичные и канцерогенные вещества;
- запрещение разведения костров и сжигания в них любых видов материалов и отходов;
- постоянный контроль за соблюдением технологических процессов с целью обеспечения минимальных выбросов загрязняющих веществ;
- оперативное реагирование на все случаи нарушения природоохранного законодательства.

3 Тяжесть и напряжённость физического труда

По тяжести при перемещении в пространстве, обусловленном технологическим процессом (5-7 км) – 2 класс условий труда (допустимый).

По напряжённости трудового процесса по фактической продолжительности рабочего дня – 2 класс условий труда (допустимый).

По сменности работы и наличию регламентированных перерывов – 1 класс условий труда (оптимальный).

6.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Камеральный этап

1 Электробезопасность

В соответствии с [59] помещения, где размещаются рабочие места с ПЭВМ, должны быть оборудованы защитным заземлением (занулением) в соответствии с техническими требованиями по эксплуатации электроустановок и вычислительной техники.

Рабочие места с ПЭВМ не следует размещать вблизи силовых кабелей и вводов, высоковольтных трансформаторов, технологического оборудования, создающего помехи в работе ПЭВМ.

Поскольку непосредственно на ПЭВМ должно подаваться стабилизированное электропитание (с отклонением от 220 В не более – 10 % +15 %), подачу электроэнергии в компьютерные помещения следует осуществлять от отдельного независимого источника питания.

Мероприятия по обеспечению безопасности при эксплуатации ПЭВМ:

- постоянный контроль надёжности соединения контактов трёхпроводных розеток;
- подключение дисплея (при наличии только двухпроводной однофазной сети) рекомендуется через согласующее устройство. При этом сетевые фильтры и все кабели питания должны находиться как можно дальше от оператора в компактном положении с тыльной стороны рабочего места;
- исключение установки системного блока в зоне повышенной влажности и повышенного содержания пыли, на пол, у ног оператора.

- избегать касания одновременно экрана монитора и клавиатуры (возможен повышенный электростатический потенциал).
- во избежание поражения электрическим током запрещается прикасаться к задней панели системного блока и переключать разъёмы периферийных устройств работающего компьютера;
- установка ПЭВМ только на жёстко закреплённой подставке, исключающей даже случайное сотрясение системного блока;
- не рекомендуется установка ПЭВМ и его клавиатуры на поверхности, накапливающие статическое электричество (органическое стекло и полированные лаковые поверхности).
- температура воздуха в помещении допускается в пределах 20-25 °С при относительной влажности до 75 %; резкие перепады температуры не допускаются.
- не допускается излишняя запылённость воздуха в помещении (не более 1 мг/м³ при максимальном размере частиц 3 мкм); обязательна влажная ежедневная уборка помещения.
- необходимо ежедневно протирать влажной салфеткой экран, приэкранный фильтр, клавиатуру и другие части ПЭВМ [61].

2 Пожароопасность

Помещение, в котором размещены ПЭВМ, по категориям пожарной опасности относится к категории «В». Обычно в нём находится большое количество возможных источников возгорания, как например: кабельные линии, используемые для питания ПЭВМ от сети переменного тока напряжением 220 В, которые в целях понижения воспламеняемости покрывают огнезащитным покрытием и прокладывают в металлических трубах. Жидкокристаллический дисплей, который взрывоопасен без дополнительной защиты, различные электронные устройства, которые при отказе систем охлаждения могут привести к короткому замыканию, оборудование мебелью из горючих материалов; носители информации, бумажные папки и рабочая документация [59].

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						90
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

В таблице 6.8 определена категория помещения по взрывоопасности и пожароопасности [62].

Таблица 6.8 – Таблица категорий помещений [62]

Категория	Характеристика	Примечание
В (Пожароопасная)	Помещения, в которых находятся в обращении горючие и трудногорючие пыли, твёрдые горючие и трудногорючие вещества и материалы, способные только гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или между собой	Помещение характеризуется наличием веществ и материалов в указанных количествах

Меры по снижению пожароопасности при работе за ПЭВМ:

- соблюдение противопожарных требований при проектировании и эксплуатации систем вентиляции согласно [61];
- соблюдение условий пожарной безопасности электроустановок согласно [20];
- наличие средств оповещения: пожарные извещатели (линейные, тепловые, дымовые и т.д.);
- автоматические установки пожаротушения (газовые централизованного и модульного типа, углекислотные);
- инструкции по мерам противопожарной безопасности;
- план эвакуации людей и технических средств.

Полевой этап

1 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования как опасный фактор, возникает в процессе проведения подготовительных работ, направленных на расчистку площадки строительства от леса и кустарника. Опасный фактор возникает за счёт нахождения рабочего персонала вблизи работающих машин и механизмов (бульдозеры, экскаваторы). Основная задача

машин и механизмов направлена на организацию свободного подхода и подъезда к месту проведения огневых работ, а именно на удаление мешающих предметов, взрывоопасных, пожароопасных и вредных веществ. В соответствии с нарядом-допуском, составленным на основании [63], и плана организации проведения работ эксплуатационным персоналом осуществляется подготовка технологического объекта к проведению огневых работ.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно [64] ограждения необходимо выполнять в виде различных сеток, решёток, экранов и кожухов.

Мероприятия по снижению воздействия опасного фактора:

- систематически производить проверку наличия защитных заграждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
- плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств;
- проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

2 Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением)

Источником опасности на сооружаемом объекте являются наполнительные и опрессовочные агрегаты, устанавливаемые на трубопровод для его испытаний.

При проведении гидравлических и пневматического испытаний проектируемого трубопровода, в соответствии с требованиями [22] и [65], устанавливаются зоны безопасности, представленные в таблице 6.9.

Таблица 6.9 – Зоны безопасности при испытаниях трубопроводов, с условным диаметром до 800 мм включительно

Вид испытания	Радиус опасной зоны в обе стороны от оси трубопровода, м	Радиус опасной зоны в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода, м
Пневматическое	200	800
Гидравлическое	при давлении испытания до 8,25 МПа	
	75	600

Запрещается проведение испытаний трубопроводов в ночное время. До начала испытания трубопроводов необходимо снять напряжение с воздушных линий электропередачи, находящихся в опасной зоне.

Заполнение трубопроводов воздухом производится с осмотром трассы (в пределах опасной зоны по 100 м в обе стороны от трубопровода) при давлении, равном 0,3 от испытательного давления, но не более 2,0 МПа. При давлении свыше 0,3 от испытательного и до испытательного осмотр трасс в пределах опасных зон запрещается.

Мероприятия по снижению воздействия опасного фактора:

- при испытании трубопроводов, согласно [22], для измерения давления должны применяться проверенные опломбированные и имеющие паспорт дистанционные приборы или манометры класса точности не ниже 1,0 и с предельной шкалой на давление около 4/3 от испытательного, устанавливаемые вне опасных зон.

6.2 Экологическая безопасность

В таблице 6.10 представлены вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при производстве строительно-монтажных работ проектируемого трубопровода.

Таблица 6.10 – Временные методические рекомендации по обоснованию природоохранных затрат при производстве строительно-монтажных работ

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Нарушение естественного рельефа испрашиваемой территории под строительство	Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель
	Загрязнение почвы метанолом, химреагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков метанола

Продолжение таблицы 6.10

	Засорение почвы производственными отходами	Вывоз и захоронение производственных отходов
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности	Засыпка выемок, отвалов грунта
Лес и лесные ресурсы	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой
	Оставление недорубов, захламление лесосек	Оборудование пожароопасных объектов, создание минерализованных полос, использование вырубленной древесины
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, поселков	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесённых территориях
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами и др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков (канализационные устройства, септики, хлораторные и др.)
	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате стлкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков отвалами, траншеями и др.	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.
Воздушный бассейн	Выбросы вредных веществ строительной техникой при расчистке строительной полосы, сооружении траншеи, изоляционных, окрасочных и сварочных работ, укладке трубопровода в траншею	Контроль топливной системы механизмов, а также системы регулировки подачи топлива, выбор режима работы технологического оборудования и технологий, обеспечивающих соблюдение нормативов предельно допустимых выбросов и поддержание уровня загрязнения атмосферного воздуха ниже ПДК
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение	Проведение комплекса природоохранных мероприятий, планирование работ с учётом охраны животных

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Перечень возможных ЧС:

- стихийного характера (лесные пожары, наводнения, ураганные ветры);
- социального характера (террористический акт);
- техногенного характера (производственная авария).

Наиболее типичной и опасной является ЧС техногенного характера. Одним из наиболее вероятных и негативно сказывающихся видов ЧС является аварийный порыв трубопровода.

При возникновении аварийного порыва трубопровода произойдет выброс в атмосферу свободного нефтяного газа, что может привести к возникновению взрывоопасного газоздушного облака (ГВО), к загрязнению атмосферы углеводородами.

Основными решениями, обеспечивающими надёжность промыслового трубопровода, являются:

- применяемые трубы и материалы соответствуют климатическим условиям района строительства, условиям хранения и транспорта при расчетной минимальной температуре;
- контроль строительно-монтажных работ;
- проведение не реже одного раза в год контрольных осмотров, проведение плановых ремонтов трубопровода. Время контрольных осмотров следует приурочивать к одному из очередных ремонтов;
- все применяемые трубы сертифицированы и имеют разрешение Ростехнадзора на применение;
- местный и дистанционный контроль давления транспортируемой рабочей среды осуществляется в начале трассы и на всех наружных технологических установках газопровода (узлы пуска приема, запорной арматуры и сбора конденсата). При обходе трассы трубопровода используется прибор для ручного контроля загазованности.

Природоохранные мероприятия при ликвидации возможного аварийного порыва трубопровода и его последствий включают в себя:

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						95
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- 6 Ограждение аварийного участка;
- 7 Локализация утечки;
- 8 Уточнение объемов работ по ликвидации аварии;
- 9 Устранение последствия аварии.

С целью повышения технического уровня эксплуатации и предотвращения аварийных ситуаций необходим постоянный контроль состояния трассы трубопровода, охранной и водоохраных зон. При эксплуатации трубопровода охрана окружающей среды достигается комплексом мероприятий, направленных на соблюдение регламентного режима транспорта продукции, а также предотвращение аварий и загрязнений территории нефтесодержащей жидкостью, атмосферы – летучими углеводородами.

6.4 Законодательное регулирование проектных решений

Организация строительной площадки, участков работ и рабочих мест должна обеспечивать безопасность труда работающих на всех этапах выполнения работ.

При организации строительной площадки, размещении участков работ, рабочих мест, проездов строительных машин и транспортных средств, проходов для людей следует установить опасные зоны, в пределах которых постоянно действуют или актуально могут действовать опасные производственные факторы. Опасные зоны должны быть обозначены знаками безопасности и надписями установленной формы.

Все средства коллективной и индивидуальной защиты должны быть инвентарными, выполненными согласно [66]. Применение кустарно изготовленных средств защиты не допустимо.

Согласно [67], рабочие, руководители, специалисты и служащие должны быть обеспечены спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты, соответствующими [68], согласно типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты. Конкретный перечень спецодежды и спецсредств,

время носки и количество комплектов, должно быть указано в проекте производства работ.

Рабочим должны быть созданы необходимые условия труда, питания, обогрева и отдыха, согласно [67].

При проведении работ вахтовым методом необходимо соблюдать режим труда и отдыха, представленный в таблице 6.11.

Таблица 6.11 – Режим труда и отдыха вахтовых работников при 11 часовой смене

Дни недели	Продолжительность вахтовой работы																			
	Недели																			
	I	II	I	II	III	IV	I	и	II	IV	V	VI	I	II	III	I	V	VI	VII	VII
Понедельник	1 1	О (8)	11	1 1	О (8)	О (8)	11	11	1 1	О (8)	О (8)	О (8)	11	11	11	1 1	О (8)	О (8)	О (8)	О (8)
Вторник	1 1	О (8)	11	1 1	О (8)	О (4)	11	11	1 1	О (8)	О (8)	О (8)	11	11	11	1 1	О (8)	О (8)	О (8)	О (8)
Среда	1 1	О (8)	11	1 1	О (8)	О (8)	11	11	1 1	О (8)	О (8)	О (8)	11	11	11	1 1	О (8)	О (8)	О (8)	
Четверг	1 1	О (2)	11	1 1	О (8)	О (8)	11	11	1 1	О (8)	О (8)		11	11	11	1 1	О (8)	О (8)	О (8)	
Пятница	1 1		11	1 1	О (8)		11	11	1 1	О (8)	О (6)		11	11	11	1 1	О (8)	О (8)	О (8)	
Суббота	1 1		11	1 1	В		11	11	1 1	В	В		11	11	11	1 1	В	В	В	
Воскресенье	В		В В	В	В		В В	В В	В В	В	В		В В	В В	В В	В	В	В	В	
Отработано, час.	66		132				198						264							
Переработано, час.	26		52				78						104							

Заключение

В результате выполненной работы можно сделать следующие выводы:

- построен профиль трассы промыслового трубопровода от установки подготовки нефти до дожимной компрессорной станции, с учётом перепада между минимальным и максимальным значением по Н (абс.) ■■■■■, при длине ■■■■■ км.
- профилирование линейной части проектируемого участка позволило определить падение температуры и давления по длине, которые составили в зимний период – ■■■■■ МПа, в летний период – ■■■■■ МПа соответственно.
- гидравлический расчёт трубопровода показал:
 - а) для обеспечения объёма перекачки ■■■■■ тыс. м³/сут попутного нефтяного газа при требуемом конечном давлении ■■■■■ МПа, давление в начальной точке проектируемого участка должно составлять в летний период – не менее ■■■■■ МПа, в зимний – ■■■■■ МПа, что не соответствует заявленным исходным условиям первой ступени сепарации ■■■■■ МПа;
 - б) при максимально возможном начальном давлении первой ступени сепарации 0,45 МПа, зависящим от условий эксплуатации сепарационной установки, расход газа может составить не более чем ■■■■■ тыс. м³/сут;
 - в) для обеспечения объёма перекачки ■■■■■ тыс. м³/сут. при минимально возможном значении давлении газа в конце трассы – ■■■■■ МПа, давление в начале трассы: зимний период – ■■■■■ МПа, летний период – ■■■■■ МПа, что не соответствует условиям первой ступени сепарации ■■■■■ МПа и потребует введения второй ступени и дополнительных финансовых затрат.
- рассчитанные затраты на строительство линейного участка трубопровода составляют ■■■■■ тыс.руб.;

					«Проектирование трубопровода для бескомпрессорного транспорта попутного нефтяного газа»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Дугарова Е.К.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					98	110
Консульт.						ТПУ ИПР ТХНГ гр.2БМ4А		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

- определены опасные и вредные производственные факторы при проектировании и сооружении промышленного газопровода; разработаны меры по снижению их воздействия на здоровье людей и окружающую среду и мероприятия по обеспечению безопасности в чрезвычайных ситуациях.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		99

Список использованной литературы

1. Проектирование, управление и организация строительства объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа / А.М. Ревазов. – М.: «ЦентрЛитНефтеГаз», 2015. – 246 с.
2. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 N 87 (ред. от 23.01.2016) «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».
3. Айбиндер А.Б. Расчёт магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость: Справочное пособие. – М.: Недра, 1991. – 287 с.: ил.
4. СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы», утв. постановлениями Госстроя СССР от 08.01.1987 г. №1, от 13.07.1990 г. №61, изм. №3, утв. постановлением Минстроя России от 10.11.1966 г. №18-78.
5. Аксельрод Э.Л., Ильин В.П. Расчёт трубопроводов. – Л.: Машиностроение, 1972. – 239 с.
6. Бабин Л.А., Григоренко П.Н., Ярыгин Е.Н. Типовые расчёты при сооружении трубопроводов: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1995. – 246 с.
7. СП 34-116-97. Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов. – М.: ВНИИСТ, 1988. – 136 с.
8. Промысловые трубопроводы и оборудование: Учеб. пособие для вузов / Ф.М. Мустафин, Л. И. Быков, А.Г. Гумеров и др. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 2004. – 662 с: ил.
9. СП 20.13330.2011 Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*, введ. 20.05.2011 г.
- 10.ВНТП 3–85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений. – М.: 1985. – 93 с.

					<i>«Проектирование трубопровода для бескомпрессорного транспорта попутного нефтяного газа»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Дугарова Е.К.			<i>Список литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Чухарева Н.В.					100	110
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ ИПР</i>		
<i>Зав. Каф.</i>		Рудаченко А.В.				<i>ТХНГ гр.2БМ4А</i>		

11. ВСН 39-1.9-003-98. Ведомственные строительные нормы. Конструкции и способы балластировки подземных трубопроводов. – М., 1998. – 51 с.
12. Ясин Э.М., Черников В.И. Устойчивость подземных трубопроводов. – М.: Недра, 1968. – 120 с.
13. Новосёлов В.Ф., Гольянов А.И., Муфтахов Е.М. Типовые расчёты при проектировании и эксплуатации газопроводов. Учеб. Пособие для вузов. М., Недра, 1982. – 136 с.
14. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Под. ред. В. А. Юфина. М., Недра, 1978.
15. СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*, введ. 20.05.2011.
16. СНиП 22-01-95 Геофизика опасных природных воздействий, введ. 01.01.1996 г., постановлением Минстроя России от 27.11.1995 г. №18–100.
17. ГОСТ Р 54316-2011 Воды минеральные природные питьевые. Общие технические условия, введ. 01.07.2012 г.
18. СП 28.13330.2012 «Защита строительных конструкций от коррозии. Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85», введ. 01.01.2013 г.
19. СНиП 23-01-99 «Строительная климатология», утв. с 01.01.2000 г. постановлением Госстроя России от 11.06.99 г. № 45.
20. ПУЭ «Правила устройства электроустановок. Издание 7», утв. от 08.07.2002 г. Приказом Минэнерго России от 08.07.2002 г. № 204.
21. ГОСТ 25100-2011. Грунты. Классификация [Электронный ресурс]. – Введ. 2013-01-01. – Доступ из справ.-правовой системы «Кодекс».
22. РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов», введ. с 01.07.1994 г. Приказом Минтопэнерго РФ от 30.12.1993 г.
23. Технический отчет по инженерно-геологическим изысканиям на объекте: «Обустройство Ярактинского НГКМ. Газовая часть. I пусковой комплекс», РП, экз. №1 (архивный), ООО «ИНГЕО» инв. № 727/1, г. Иркутск, 2009г.

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
						101
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

24. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*, 01.07.2013 г.
25. Бабин Л.А., Григоренко П.Н., Ярыгин Е.Н. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов. М.: Недра, 1995 – 255с.
26. Руководство пользователя PIPESIM. – SCHLUMBERGER, 2006. – 233 с.;
27. Антипьев В.Н. Основы гидравлики нестабильных жидкостей: учебное пособие / В. Н. Антипьев; Тюменский индустриальный институт (ТюмИИ). – Тюмень: Изд-во Тюменского ГУ, 1979. – 112 с.: ил. – Библиогр.: с. 109.
28. ВСН 51-2.38-85 Проектирование промысловых стальных трубопроводов, 15.07.1985 г. № 415.
29. Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 13.07.2015) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
30. ГОСТ 20295-85 Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов, введ. 01.01.87 г.
31. ТУ 14-3Р-37-2000 Трубы стальные электросварные прямошовные диаметром 102-1220 мм с наружным защитным покрытием на основе экструдированного полиэтилена, введ. 16.11.2000 г.
32. Технический регламент Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования», введ. 18.11.2010 г.
33. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии, введ. Постановлением Госстандарта России от 23.04.1998 г. №144.
34. ТУ 1390-001-52534308-2008 Соединительные стальные детали трубопроводов диаметром 89–720 мм с наружным и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, введ. 01.11.2013 г.
35. ТУ 2245-026-82119587-2008 Манжеты термоусаживающиеся «Терма-СТМП», введ. 09.10.2008 г.
36. СТО 8397-006-69093357-2013 Материал нетканый геотекстильный канвалан, введ. 12.07. 2013 г.
37. ТУ 2310-007-45539771-98 БТ-177, введ. 01.06.2012 г.

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
						102
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- 38.ГОСТ 25129-82* Грунтовка ГФ-021, введ. 01.01.1983 г.
- 39.СНиП 41-03-2003 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов, введ. 01.11.2003 г.
- 40.ГОСТ 14918-80* Сталь тонколистовая оцинкованная с непрерывных линий, введ. 31.03.1980 г. №1465.
- 41.ГОСТ 21880-2011. Маты из минеральной ваты прошивные теплоизоляционные. Технические условия, введ. 01.07.2012 г.
- 42.ВСН 006-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка», утв. Миннефтегазстроем СССР 14.03.1989 г., введ. 01.07.1989 г.
43. ВСН 008-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция, введ. 01.01.1989 г.
- 44.СНиП 2.09.03-85 Сооружения промышленных предприятий, введ. 01.01.1987 г.
- 45.СП 4.13130.2013 Свод правил Системы противопожарной защиты ограничение распространения пожара на объектах защиты требования к объёмно-планировочным и конструктивным решениям, введ. 24.06.2013 г.
- 46.ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности, введ. 01.01.1977 г.
- 47.ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов, сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений», введ. 01.03.1986 г.
- 48.СП 45.13330.2012 «Земляные сооружения, основания и фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87», введ. 01.01.2013 г.
- 49.ВСН 005-88 «Строительство промысловых стальных трубопроводов», введ. Миннефтегазстроем с 01.01.1990 г.
- 50.СП 86.13330.2012 «Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП III-42-80», введ. 01.07.2013 г.
- 51.СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство», введ. 01.01.2003 г.

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
						103
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

52. СН 452-73 Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов [Электронный ресурс]. – Введ. 1973-03-30. – Доступ из справ.-правовой системы «Кодекс».
53. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 25.12.12 N 625н «Об утверждении Классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска».
54. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. – М: Стандартиформ, 2014. – 23 с.
55. Безопасность жизнедеятельности: методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы бакалавров и магистров Института природных ресурсов / Сост. Н.В. Крепша. – Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 32 с.
56. «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003-74 (с измен. № 1, октябрь 1978 г., переиздание 1999 г.)» табл. 2, прил. 1.
57. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений», утв. Постановлением ГКСЭН России 01.10.1996 г. – М.: Информационно-издательский центр Минздрава России, 1997. – 39 с.
58. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий». – М.: Минздрав России, 2003 (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 6.04.03 г.)
59. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003 (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 13.06. 2003 г.)
60. Перечень и коды веществ, загрязняющих атмосферный воздух, С-Пб, 2012 г.
61. Электробезопасность при работе оператора ПЭВМ: методические указания по выполнению в дипломных проектах и работах раздела «Безопасность

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		104

объектов» / сост.:И.О. Протодьяконов, В.И. Сарже, О.И. Протодьяконова;
СПбГТУРП.–СПб., 2013. – 13 с.

- 62.НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности», утв. от 18.06.2003 г. Приказом МЧС России от 18.06 .2003 г. № 314.
- 63.СТО Газпром 14-2005 «Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО Газпром».
- 64.ГОСТ 12.2.062-81* «Оборудование производственное. Ограждение защитное», введ. с 01.07.1982 г. Постановлением ГК СССР от 30.10.1981 г. № 4772.
- 65.Приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
- 66.СП 12-136-2002 «Решения по охране труда и промышленной безопасности в проектах организации строительства и проектах производства работ», введ. с 01.01.2003 г. Постановлением Госстроя России от 17.09.2002 г. № 122.
- 67.СанПиН 2.2.3.1384-03 «Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ», введ. с 30.06.2003 г. Постановлением Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 11.06.2003 г.
- 68.ГОСТ 12.4.011-89 «Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация», введ. с 30.06.1990 г. Постановлением ГК СССР по управлению качеством продукции и стандартам от 27.10.1989 г. №3222.

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
						105
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		