

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 «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»
«Сооружение и техническое обслуживание объектов нефтегазового комплекса»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Автоматизация расчета времени остывания продукта в промышленных трубопроводах с целью определения необходимости электрообогрева»

УДК 621.644:536.24

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Б	Голубева К.А.		19.05.2017

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Никульчиков В. К.	доцент		19.05.2017

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф И. В.	к.э.н, доцент		19.05.2017

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Маланова Н.В.	к.т.н		19.05.2017

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		19.05.2017

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

И.О. Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		19.05.2017

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5Б	Голубева Катерина Александровна

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность нефтегазопроводов и нефтегазохранилищ»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, финансовых и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических и человеческих ресурсов на выполнение работ по строительству промышленного нефтегазосборного трубопровода в условиях многолетнемерзлых грунтов.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	СНиП 2.05.06-85
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки</i>	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. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала</i>	Обоснование перспективности проведения ремонта промышленного нефтегазосборного трубопровода в мерзлых грунтах с целью повышения его надежности и уменьшения риска возникновения аварийных ситуаций.
2. <i>Планирование процесса управления НИИ: структура и график проведения, риски и организация закупок</i>	Планирование видов работ Формирование кадрового состава Расчет основных статей расходов
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Экономическое обоснование проведения мероприятия по ремонту промышленного нефтегазосборного трубопровода в условиях многолетнемерзлых грунтов

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	13.05.2017
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭПР	Шарф И.В.	К.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Б	Голубева Катерина Александровна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5Б	Голубевой Катерине Александровне

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Место проведения работ – промышленный нефтепровод. Условия – открытая территория. Основными вредными проявлениями являются метеоусловия, загазованность и запыленность воздушной среды. Опасными проявлениями являются механические, термические, электрические воздействия, а также пожаровзрывоопасность. Возможно негативное воздействие на атмосферу, гидросферу, литосферу. Наиболее вероятными являются чрезвычайные ситуации техногенного характера.</p>
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; действие фактора на организм человека; приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); предлагаемые средства защиты; (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: механические опасности (источники, средства защиты); термические опасности (источники, средства защиты); электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты)</p>	<p>Отклонения от нормальных метеоусловий могут стать причиной хронических простудных заболеваний и заболеваний суставов. Повышенная запыленность или загазованность воздуха рабочей зоны приводит легочным заболеваниям или вызывает раздражение слизистых оболочек глаз. Повышенный уровень шума влияет на нервную систему. Тяжесть труда может стать причиной переутомления. Нормирование вредных воздействий и использование средств индивидуальной защиты может снизить влияние вредных факторов.</p> <p>Получение травм при механических воздействиях, пожаровзрывоопасных работах, термических воздействиях и воздействиях электрического тока может быть минимизировано при соблюдении правил безопасности проведения работ и использовании средств индивидуальной защиты.</p>
<p>2. Экологическая безопасность: защита селитебной зоны анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</p>	<p>Защита атмосферы – используются герметичные сосуды, техника с отрегулированными двигателями внутреннего сгорания. Защита литосферы – обустроивается полоса отвода, снимается верхний почвенный слой и используется при рекультивации. Защита гидросферы – проводится своевременный вывоз отходов и мусора, планировка строительной полосы после окончания работ, запрещается мойка техники на строительной площадке.</p>

<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; выбор наиболее типичной ЧС; разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</p>	<p>К ЧС относятся нарушения работоспособности трубопроводов, связанные с нарушением герметичности трубопроводов или запорной арматуры. Для уменьшения вероятности ЧС предусмотрено: электрохимзащита, защитный футляр на переходе через автодорогу, контроль сварных швов неразрушающими методами. Действия персонала при ЧС: отключение аварийного участка, прекращение всех работ, отвод персонала и техники на безопасное расстояние</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>Метод работы персонала – вахтовый. Персонал работает в 2 смену по 12 часов в сутки. Персонал должен быть обеспечен необходимыми средствами индивидуальной защиты.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.03.2017 г
--	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Маланова Н.В.	к.т.н,		16.03.2017Г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Б	Голубева К.А.		16.03.2017Г

Планируемые результаты обучения

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

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 «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»
«Сооружение и техническое обслуживание объектов нефтегазового комплекса»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
 И.О.Зав. кафедрой

_____ Бурков П.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5Б	Голубевой Катерине Александровне

Тема работы:

«Автоматизация расчета времени остывания продукта в промышленных трубопроводах с целью определения необходимости электрообогрева»

Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 26.04.2017 г. №3208/с
---	--------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.05.2017г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	
<i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический</i>	Проектируемые трубопроводы предусмотрены для транспорта продукции в условиях Крайнего Севера. Система транспорта продукции герметична. Режим работы трубопроводов непрерывный. Трассы трубопроводов, согласно СП 34-116-97, проложены подземно. Надземная прокладка участков трубопроводов предусмотрена в местах подключения трубопроводов к технологическим площадкам и на

анализ и т. д.).	наружных установках
<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>	<p>Основные задачи:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Охарактеризовать участок строительства 2. Привести проектные решения по строительству промышленных трубопроводов 3. Рассмотреть вопросы проведения гидравлического испытания и очистки полости. 4. Провести гидравлические расчеты, расчеты толщины стенки трубопровода, расчет на прочность и устойчивость, теплотехнический расчет, расчет остывания продукта в промышленном трубопроводе. 5. Подвергнуть рассмотрению основные меры мероприятия по охране труда и безопасности строительства, охране окружающей среды. 6. Рассчитать стоимость работ, оценить эффективность технологических решений

<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
---	--

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>
--

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Шарф И. В., к.э.н, доцент
«Социальная ответственность»	Маланова Н.В., к.т.н
Strength characteristics of sealer devices at design stage	Коротченко Т.В., к.ф.н., доцент

<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>
--

Calculation of the cooling time in the field pipeline

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	05.09.2016г
--	-------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Никульчиков В. К.	доцент		05.09.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Б	Голубева Катерина Александровна		05.09.2016

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 88 с., 10 рис., 27 табл., 46 источников.

Ключевые слова: строительство, водовод, расчет времени остывания, электрообогрев, тепловая изоляция, промышленный трубопровод.

Объектом исследования является расчет остывания продукта в промышленном трубопроводе с целью определения необходимости электрообогрева.

Цель работы – создание расчетной программы, позволяющей рассчитать время остывания продукта в трубопроводах при наличии теплоизоляции для наземного способа прокладки.

В процессе исследования проводились гидравлические расчеты, расчеты толщины стенки трубопровода, расчет времени остывания продукта в трубопроводе. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности строительства, охране окружающей среды, технико-экономическая часть.

В результате исследования был построен алгоритм расчета определения температуры подогретой воды для проведения испытаний в зимний период времени, а также алгоритм расчета времени остывания продукта в промышленном трубопроводе. На основании полученных результатов расчета было выявлена необходимость устройства системы электрообогрева на трубопроводах, проложенных на месторождениях Крайнего Севера.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: расчет позволяет определить время остывания продукта в промышленном трубопроводе, а также начальную температуру подогретой воды для проведения испытаний в зимний период времени.

Степень внедрения: данный расчет может быть применяться при разработке проектных решений для промышленных трубопроводов в схожих природных условиях.

Область применения: промышленный трубопровод

Экономическая эффективность/значимость работы: при использовании данного расчета при работе трудозатраты специалиста сокращаются в 7 раз.

В будущем планируется: внедрение для работы компании ОАО «ТомскНИПИнефть и полная автоматизация расчета.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

БСВ – балтийская система высот

ДНС – дожимная насосная станция

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

УПН – узел подготовки нефти

ЧС – чрезвычайная ситуация

ПУЭ – правила устройства электроустановок

ГНС – головная насосная станция

ПНС –подкачивающая насосная станция

ПК – пикет

ОУ – очистительные устройства

ПДК – предельно допустимая концентрация

ПНУ – передвижная насосная установка

НС – насосная станция

ЗУ – защитные устройства

СИЗ – средства индивидуальной защиты

Оглавление

Оглавление

Проектируемые трубопроводы предусмотрены для транспорта продукции в условиях Крайнего Севера.....	6
Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки.....	9
Оглавление.....	10
Введение.....	12
1. Характеристика участка строительства.....	13
1.1 Сведения о топографических инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка.....	13
1.2 Инженерно-геологические условия.....	13
1.3 Гидрогеологические условия.....	15
1.4 Метеорологические и климатические условия.....	16
1.5 Сведения об особых природно-климатических условиях участка.....	17
1.5.1 Многолетняя мерзлота.....	17
1.5.2 Болота.....	18
1.6 Геотехнический мониторинг при строительстве и эксплуатации сооружений на многолетнемерзлых грунтах.....	18
1.7 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании, линейного объекта.....	19
1.8 Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта ...	20
2. Показатели и характеристика технологического оборудования и устройств.....	22
2.1 Изоляция трубопровода и его соединений.....	23
2.2 Способ прокладки трубопроводов.....	25
2.3 Наружные установки трубопроводов.....	26
2.4 Пересечения с трубопроводами, автодорогами.....	26
2.5 Краткое описание порядка монтажа плетей труб на опорах.....	27
3. Электрообогрев трубопроводов.....	28
3.1 Требования к электрообогреву.....	28
3.1.1 Характеристики труб электрообогрева.....	34
3.1.2 Условия эксплуатации.....	34
3.1.3 Способы крепления трубы-спутника к основной трубе.....	35
3.2 Теплоизоляция.....	36
<i>Теплоизоляция трубопроводов.....</i>	<i>37</i>
3.3 Обогрев.....	39
3.4 Электрообогрев.....	40
<i>Общие положения.....</i>	<i>40</i>
<i>Принцип действия.....</i>	<i>41</i>
3.4.1 Электроснабжение систем электрообогрева на основе резистивного греющего кабеля.....	41

3.4.2 Электрообогрев саморегулируемым кабелем с применением теплоизоляции	42
<i>Общие положения</i>	42
<i>Принцип действия</i>	43
3.4.3 Электроснабжение систем электрообогрева на основе саморегулирующего греющего кабеля.....	43
3.4.4 Скин-система с применением теплоизоляции	44
3.4.5 Обогрев теплоспутниками	47
4. Расчетная часть	49
4.1 Определение зоны оттаивания грунта вокруг трубопроводов.....	49
4.2 Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость на участках подземной прокладки 54	
4.3 Расчет толщины стенки проектируемых трубопроводов	56
4.4 Расчет сроков службы проектируемых трубопроводов	59
4.5 Расчет времени застывания жидкости.....	60
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФЕКТИВНОСТЬ и ресурсосбережение	62
5.1 Организация ремонтного хозяйства.....	62
5.2 Потребность в основных строительных машинах и механизмах	64
5.3 Потребность строительства в топливе и горюче-смазочных материалах	65
5.4 Потребность строительства в электрической энергии, паре, воде	65
5.5 Потребность в воде.....	66
5.6 Определение потребности в мо кислороде и сжиженном газе (пропан-бутане) 68	
5.7 Расчет времени на проведение мероприятия	70
5.8 Потребность строительства в кадрах	71
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	74
6.1 Техногенная безопасность.	74
6.1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды.....	74
6.1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды.....	75
6.2 Экологическая безопасность.....	75
6.3 Организационные мероприятия обеспечения безопасности.....	76
6.4 . Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	78
6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.	79
заключение	83
Список использованных источников.....	84

Введение

Эксплуатация промышленных трубопроводов в суровых климатических условиях России имеет ряд трудностей. Это связано с низкими температурами окружающей среды и химическим составом перекачиваемой жидкости.

В некоторых случаях, тепловой изоляции трубопровода бывает недостаточно и приходится дополнительно применять электрообогрев, что приводит к увеличению расходов на монтаж и эксплуатацию трубопровода. Поэтому необходимо при принятии проектных решений оценить необходимость применения электрообогрева.

Цель данной работы заключается в создании расчетной программы, позволяющей рассчитать время остывания продукта в трубопроводах при наличии теплоизоляции для надземного способа прокладки.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

1. Анализ научной литературы и нормативно-технической документации;
2. Построение и программирование алгоритма расчета;
3. Определение необходимости систем электрообогрева трубопровода;
4. Определение температуры подогретой воды для проведения испытаний в зимний период времени;
5. Техничко-экономическое сравнение использования электрообогрева.

В настоящее время на рынке предлагаемых программных пакетов расчетные программы, которые позволяют оценивать время остывания продукта в промышленных трубопроводах, весьма дорогостоящие.

В связи с этим была разработана расчетная программа, позволяющая оценить время остывания продукта в трубопроводе. Программа создана в среде программирования Delphi 7, позволяющая создавать приложения различного уровня сложности и в достаточно короткие сроки. Алгоритм программы представляет собой перечень операторов: условный оператор (if – else); оператор присваивания; оператор выбора (case).

1. Характеристика участка строительства

1.1 Сведения о топографических инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка

Район работ в административном отношении находится на территории Тазовского района Ямало-Ненецкого автономного округа, входящего в состав Тюменской области.

По условиям комфортности, территория, в которую входит объект строительства, относится к зоне Крайнего Севера; в соответствии со схематической картой районирования северной строительно-климатической зоны относится к суровым условиям.

Особенностью рельефа региона является отношение его к Западно-Сибирской равнине - одной из самых больших равнин земного шара. Район изысканий относится к северо-восточной части равнины, на территории Пур-Тазовской возвышенности. Абсолютные отметки составляют от 25 до 50 м БСВ. Участок работ расположен в бассейне реки Пяндымыяха, являющейся левобережным притоком третьего порядка реки Таз.

Согласно СП 131.13330.2012 и СНиП 23-01-99* изыскиваемая территория относится к строительному климатическому району I А. По условиям комфортности, территория, в которую входит объект изысканий, относится к зоне Крайнего Севера; в соответствии со схематической картой районирования северной строительно-климатической зоны относится к суровым условиям. Небольшие местные различия климатических условий связаны с циркуляцией атмосферы, солнечной радиацией, подстилающей поверхностью.

Для данного района характерна слабо развитая сеть дорог и населенных пунктов.

Ближайшие населенные пункты - посёлки Тазовский и Газ-Сале - находятся соответственно в 120 и 100 км на северо-запад от района работ, поселок Сидоровск - в 80 км на восток. Подъезд возможен автотранспортом по зимнику или вертолетом.

1.2 Инженерно-геологические условия

Трассы проходят преимущественно по болотистой местности, покрытой моховой растительностью. Косогорных участков по трассам эстакад нет.

Район строительства представляет собой плоскую слабовсхолмлённую равнину с абсолютными отметками поверхности от 25 до 50 м.

Участок изысканий по инженерно-геологическим условиям относится к третьей категории (сложной) сложности (СП 11-105-97, Ч.IV, прил. Б).

Трассы проектируемых эстакад проходят преимущественно по болотистой местности, покрытой моховой растительностью.

В тектоническом отношении район относится к Западно-Сибирской плите - (крупной области опусканий с мезозоя), которая заполнена горизонтально залегающим покровом мезозойских и кайнозойских отложений (до 4-6 км), образующих платформенный чехол.

Проектируемый участок находится в области преимущественно прерывистого распространения многолетнемерзлых грунтов мощностью от 250 до 500 м и более.

Разрез, вскрытый инженерно-геологическими скважинами на глубину до 17 м, сложен следующими отложениями:

- верхнеплейстоценовыми прибрежно-морскими отложениями казанцевской свиты (рmIII¹). Грунты представлены песками различного гранулометрического состава от средней степени водонасыщения до насыщенных водой; суглинками от полутвердой до текучепластичной консистенции. Так же присутствуют супесь текучей и пластичной консистенции;

- озерно-ледниковые отложения (lg QUI) ермаковского горизонта верхнего звена неоплейстоцена в пределах изучаемой территории вскрыты повсеместно. Отложения представлены толщей зеленовато-серых суглинков, супесей и серо-желтых песков;

- суглинки и супеси твердомерзлые, слабольдистые и льдистые, преимущественно слоистой криотекстуры с элементами сетчатой, реже массивной. Толщина шлиров составляет от нескольких мм (тонкошлировая) до 2 см (среднешлировая). В талом состоянии суглинки преимущественно тугопластичной и мягкопластичной консистенции, реже полутвердые и твердые. Супеси в талом состоянии - пластичные;

- твердомерзлые пески массивной криотекстуры, слабольдистые. В талом состоянии - средней плотности, от средней степени водонасыщения до насыщенных водой.

На участке вскрыты многолетнемерзлые грунты, представленные суглинистыми отложениями массивной и редкослоистой криотекстуры, пластичномерзлыми и твердомерзлыми, по льдистости подразделяющиеся на нельдистые, слабольдистые и льдистые. Многолетнемерзлые грунты так же

представлены песками различного гранулометрического состава, твердомерзлыми, слабобльдистыми, массивной криотекстуры.

Часто в грунтах присутствуют гидроокислы железа. Почвенно-растительным слоем (pdiv) - залегающим с поверхности.

Биогенными отложениями современного возраста (bQ_{IV}) представленные достаточно однородными образованиями - болотными торфяниками, которые широко распространены на территории. Залегают первыми от поверхности.

1.3 Гидрогеологические условия

Важной особенностью рассматриваемого региона является значительная увлажненность водосборных территорий, обусловленная замедленным поверхностным стоком и слабым естественным дренажем грунтовых вод.

Район строительства расположен в лесотундровом гидрологическом районе, для которого характерно наличие сплошной многолетней мерзлоты. Руслу небольших рек соединяются системой озер и болот. Наиболее крупные притоки реки Таз подвержены влиянию водного режима этой реки, которая относится к Пур-Тазовскому подрайону.

По характеру водного режима реки рассматриваемого района относятся к рекам с весенне-летним половодьем и паводками в теплое время года. Основной фазой водного режима всех рек территории является весеннее половодье, в период которого проходит в отдельные годы до 90 процентов годового стока, а также наблюдаются максимальные расходы и наибольшие уровни воды.

Основное питание рек осуществляется водами снегового и дождевого происхождения. Грунтовое питание вследствие наличия вечной мерзлоты весьма незначительно.

Половодье на реках начинается в первой декаде мая. Паводки вызываются летними и осенними дождями. Пик половодья проходит в начале июня. Заканчивается половодье в конце июля - начале августа.

Летне-осенняя межень начинается в июле, на крупных реках в первой половине августа, и заканчивается в середине сентября. Летне-осенняя межень характеризуется повышенным стоком. Зимняя межень начинается обычно в середине октября и продолжается 210 дней, заканчиваясь в начале мая. Период зимней межени характеризуется пониженным стоком. Реки ежегодно промерзают. В зимний период реки не получают дополнительного питания из-за влияния вечной

мерзлоты, в результате чего они имеют сильно пониженный зимний сток или промерзают до дна. На реках этой зоны развиты наледные явления.

1.4 Метеорологические и климатические условия

Характерные черты района строительства - слабая теплообеспеченность, продолжительная суровая зима, короткое прохладное лето, наличие многолетней мерзлоты, низкая биологическая продуктивность. Наличие многочисленных рек, озёр и особенно болот способствует большой влажности климата.

Климатическая характеристика района изысканий принята по ближайшей метеостанции Сидоровск, расположенной в 80 км на восток от места строительства, недостающая информация - по данным метеостанции Уренгой.

Среднегодовая температура воздуха минус 8,4 °С. Средняя температура воздуха наиболее холодного месяца января минус 27,7 °С, а самого жаркого июля плюс 15,4 °С. Абсолютный минимум температуры приходится на декабрь: минус 55 °С, абсолютный максимум - на июнь плюс 37 °С.

Основные климатические характеристики района строительства объекта приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Климатические условия района строительства

Характеристика		Нормативный документ	Значение
Климатический подрайон строительства		СНиП 23-01-99*	I Г
Абсолютная min температура воздуха, °С		СНиП 23-01-99*	минус 55
Абсолютная max температура воздуха, °С		СНиП 23-01-99*	плюс 37
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	обеспеченностью 0,92	СНиП 23-01-99*	минус 46
	обеспеченностью 0,98	СНиП 23-01-99*	минус 49
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С	обеспеченностью 0,92	СНиП 23-01-99*	минус 50
	обеспеченностью 0,98	СНиП 23-01-99*	минус 53
Нормативное значение ветрового давления для III района, кПа		СНиП 2.01.07-85* и СП 20.13330.2011	0,38
Нормативное значение ветрового давления, Па (скорость ветра, м/с) для IV района по ветру		ПУЭ, 7-ое издание	800 (36)
Вес снегового покрова для V района, кПа		СНиП 2.01.07-85* и СП 20.13330.2011	3,2
Район по гололёду		ПУЭ, 7-ое издание	II
		СНиП 2.01.07-85* и СП 20.13330.2011	II
Толщина стенки гололёда, мм		ПУЭ, 7-ое издание	15
		СНиП 2.01.07-85* и СП 20.13330.2011	5
Барометрическое давление, гПа		СНиП 23-01-99*	1000
Среднегодовая продолжительность гроз, часы с грозой		ПУЭ, 7-ое издание	от 40 до 60

1.5 Сведения об особых природно-климатических условиях участка

1.5.1 Многолетняя мерзлота

Район изыскания расположен на территории сплошного распространения мерзлых пород. Под водотоками и водоемами с глубиной менее 2 м, верхняя поверхность мерзлых пород залегает на глубине нескольких десятков метров. Мощность сезонного слоя протаивания достигает 2 м. Мерзлые породы имеют в основном сплошное распространение и отсутствуют под руслом крупных рек. Мощность мерзлой толщи у полярного круга колеблется от 400-450 до 250-300 м, широко распространены повторно-жильные льды, многолетние бугры пучения.

Среднегодовая температура многолетнемерзлых грунтов (температура на глубине нулевых годовых колебаний температуры) составляет от минус 1,0 °С до минус 2,8 °С. Глубина нулевых годовых колебаний температуры достигает от 8,0 до 10,0 °С.

Нормативная глубина сезонного оттаивания рассчитана теплотехническим расчётом по СП 25.13330.2012 при условии сохранения естественных природных условий (растительного покрова, режима грунтовых вод) и составляет: для торфов – от 0,73 до 1,09 м, для суглинков от 1,79 до 2,56 м, для песков от 1,99 до 2,77 м, для глин от 2,09 до 2,25 м, для супесей от 2,13 до 2,46 м.

Нормативная глубина сезонного промерзания рассчитана теплотехническим расчётом по СП 25.13330.2012 при условии сохранения естественных природных условий (растительного покрова, режима грунтовых вод) и составляет: для торфов - 1,83 м, для суглинков от 2,71 до 2,94 м, для песков от 3,59 до 3,88 м, для глин от 2,09 до 2,25 м, для супесей - 3,15 м.

1.5.2 Болота

Заболоченность территории в среднем составляет 62 процента. Болота представлены обычно небольшими по площади массивами. Относительно крупные болотные массивы встречаются в центральных частях водоразделов. На территории Русского месторождения выделяются типичные для лесотундровой зоны полигональные болота различной степени обводнения и небольшие по площади комплексные болота: осоково-гипновые, осоково-пушицевые, приуроченные к речным долинам, ложбинам стока, приозерным котловинам. Эти болота имеют торфяную залежь до 30 см, сложенную осоковыми и осоково-гипновыми торфами.

Согласно СП 11-103-97 к опасным гидрометеорологическим процессам и явлениям, наблюдающимся в районе следования, можно отнести ветровое воздействие, наводнения, гололедные отложения.

1.6 Геотехнический мониторинг при строительстве и эксплуатации сооружений на многолетнемерзлых грунтах

Геотехнический мониторинг на многолетнемерзлых грунтах - комплекс работ, основанный на натуральных наблюдениях за состоянием грунтов основания (температурный режим), гидрогеологическим режимом, перемещением конструкций фундаментов зданий и сооружений.

При I принципе использования грунтов мониторинг проводится в период строительства и в течении всего срока эксплуатации зданий и сооружений.

В соответствии с требованиями п. 1.5 СП 25.13330.2012 в проекте предусмотрено проведение систематических натуральных наблюдений за состоянием

грунтов оснований и фундаментов, в том числе наблюдений за температурой грунтов, как в процессе строительства, так и в период эксплуатации. Число контрольных температурных скважин, устанавливаемых рядом со свайными фундаментами, принято в количестве не менее 2 процентов от общего числа фундаментов. Глубина этих скважин - не менее глубины заложения фундаментов. Температурные скважины расположены у фундаментов основных зданий и сооружений. Нивелирные марки устанавливаются на угловых фундаментах и в средней части зданий по наружному контуру. Нивелировка фундаментов производится сразу после их установки в период загрузки и на момент сдачи в эксплуатацию.

Выполнение наблюдений за состоянием грунтов и сдачу объекта эксплуатирующей организации выполняется согласно требованиям «Рекомендаций по наблюдению за состоянием грунтов оснований и фундаментов зданий и сооружений, возводимых на вечномёрзлых грунтах». Результаты наблюдений заносятся в журнал наблюдений.

1.7 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании, линейного объекта

Специфические грунты на территории строительства в соответствии с СП 11-105-97, часть IV и СП 50-101-2004 представлены многолетнемерзлыми грунтами (№ ИГЭ-10901, 10911, 20802, 20901, 20902, 20911, 20921, 30901, 30911, 43812, 44812, 45812).

В естественных условиях многолетнемерзлые грунты обладают высокими прочностными свойствами. Их механические характеристики соизмеримы с соответствующими показателями полускальных грунтов. При сохранении мерзлоты эти грунты будут являться надежным основанием сооружений. Однако изменение условий залегания пород, деградация и нарушение температурного режима многолетнемерзлых пород, приводят к ухудшению их прочностных свойств. В талом состоянии эти грунты от тугопластичной до текучей консистенции. Особенно опасны при протаивании торфы. Из-за высокой льдистости они дают большие осадки (до 20-40 см).

К специфическим грунтам относится торф (ИГЭ-922, ИГЭ-929, 939). Мощность толщи торфа изменяется от 0,3 до 1,7 м. Торф средней и сильной степени разложения. Органические и органоминеральные грунты обладают

специфическими особенностями: высокой пористостью и влажностью, малой прочностью, большой сжимаемостью с длительной консолидацией при уплотнении, существенным изменением деформационных, прочностных и фильтрационных свойств.

Территория строительства с поверхности сложена часто суглинистыми грунтами, предрасположенными к морозному пучению.

По данным лабораторных исследований грунты по степени пучинистости относятся к: слабопучинистым (ИГЭ-202), к среднепучинистым (ИГЭ-203) и сильнопучинистым (ИГЭ-204,306,307). Морозное пучение грунтов проявляется в виде увеличения объема грунтов при переходе влаги, находящейся в грунте, в лед при сезонном промерзании и приводит перемещение поверхности грунта, главным образом, вверх, а при оттаивании вниз.

Покровные супеси и суглинки при механическом воздействии и нарушении влажностного режима теряют структурную прочность и резко ухудшаются их физико-механические свойства, происходит оплывание траншей и котлованов.

Участки распространения засоленных грунтов не встречены.

Результатом техногенного воздействия является образование специфических грунтов - техногенных (насыпных), нарушающих естественный сток атмосферных осадков и их инфильтрацию. Техногенный насыпной слой представлен песками различного гранулометрического состава.

1.8 Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта

Горизонт грунтовых вод несквозных таликов вскрыт на глубинах от 0,0 до 0,5 м. Мощность водоносного горизонта от 4,5 м. Водоносный горизонт имеет постоянное существование, площадь и мощность его распространения контролируется верхней границей многолетнемерзлых грунтов. Питание происходит за счёт атмосферных осадков, протаивания грунтов деятельного слоя, фильтрационного подпора поверхностных вод в паводковый период. По химическому составу грунтовые воды, весьма пресные (с минерализацией от 109,3 до 123,0 мг/л) преимущественно гидрокарбонатно- кальциево-натриево-магниевые и хлоридно-гидрокарбонатно-кальциево-магниевая с рН от 5,9 до 6,1, с общей

жесткостью от 1,07 до 1,26 мг-экв/л, с содержанием агрессивной углекислоты от 21,4 до 26,7 мг/л.

Согласно СП 28.13330.2012 жидкая среда для бетонов марки W4 является от неагрессивной до слабоагрессивной (по содержанию агрессивной углекислоты, pH), для бетонов остальных марок жидкая среда - неагрессивная.

Согласно СП 28.13330.2012 жидкая среда неагрессивна на портландцемент и сульфатостойкие цементы.

Согласно СП 28.13330.2012 жидкая среда неагрессивна на арматуру железобетонных конструкций; жидкая среда неагрессивна на арматуру железобетонных конструкций при постоянном погружении и периодическом смачивании.

По степени агрессивности на металлические конструкции пресные природные воды согласно СП 28.13330.2012 слабоагрессивные по водородному показателю и по суммарной концентрации сульфатов и хлоридов. Согласно ГОСТ 9.602-2005 (таблица 3) воды обладают от низкой до высокой коррозионной агрессивностью к свинцовой оболочке кабеля. Согласно ГОСТ 9.602-2005 таблицы 5 воды обладают от низкой до средней коррозионной агрессивностью к алюминиевой оболочке кабеля.

2. Показатели и характеристика технологического оборудования и устройств

Выбор труб для строительства проектируемых промысловых трубопроводов выполнен на основании расчета на прочность, исходя из максимально возможного давления транспортируемого рабочего продукта. Учтены технические условия Заказчика, требования, изложенные в РД 39-132-94, СП 34-116-97, ГОСТ Р 55990-2014.

При поставке труб, арматуры организацией-поставщиком, наравне с технической документацией на трубы, должны быть представлены: сертификат соответствия требованиям промышленной безопасности на применение в нефтяной и газовой промышленности и требованиям нормативных документов, сертификат либо декларация соответствия требованиям технических регламентов (национальных, либо Таможенного союза). Сведения о декларации соответствия или о сертификате соответствия должны быть указаны в паспорте на трубы. Сопроводительная документация должна включать копии разрешительных документов: декларацию о соответствии требованиям ТР ТС 010/2011, сертификат соответствия требованиям системы менеджмента качества (управления, обеспечения и контроля качества) ГОСТ ISO 9001.

За расчетную температуру строительства принято значение средней температуры воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 - минус 46 °С.

Минимальные значения по ударной вязкости для труб и деталей составляют: ударная вязкость, замеренная на образцах Менаже при температуре минус 60 °С, составляет для основного металла труб: при толщине стенки до 15 мм включительно - не менее 39,2 Дж/см² (4,0 кгс/см²). Для деталей и сварных соединений - 39,2 Дж/см² (4,0 кгс м/см²).

Для строительства промысловых трубопроводов приняты стальные электросварные прямошовные нефтегазопроводные трубы из стали 09Г2С класса прочности К50.

В связи с тем, что сталь марки 09Г2С не обладает повышенной коррозионной стойкостью, для защиты нефтегазосборного трубопровода предусмотрены дозированная подача ингибитора коррозии (согласно п.2.24 ТУ на кустовые площадки) по одной точке подачи в начале трубопровода (после ввода в

эксплуатацию всех скважин куста) и внутреннее изоляционное покрытие; для защиты водовода - внутреннее изоляционное покрытие.

Основные механические свойства металла труб представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Основные механические свойства металла примененных труб

Сталь	Временное сопротивление разрыву, не менее, МПа	Предел текучести, не менее, МПа	Ударная вязкость для основного металла на продольных образцах КСЧ при t испытания минус 60 °С, менее, Дж/см ²
сталь 09Г2С	490	343	39,2

Все трубы должны иметь сертификат качества продукции, в котором должны быть указаны следующие данные:

- химический состав;
- прочностные свойства;
- сведения о гидроиспытаниях, проведённых на заводе-изготовителе

При строительстве трубопроводов из прямошовных труб необходимо соблюдать требование Компании об исключении монтажа трубных секций с продольным швом по нижней образующей. За нарушение данного требования должны быть предусмотрены штрафные санкции в заключаемых договорах на строительство, реконструкцию и капитальный ремонт.

Механические характеристики труб обеспечивают планируемые расчетные сроки службы промысловых трубопроводов при соблюдении проектного режима эксплуатации и отсутствия нерегламентированного воздействия.

2.1 Изоляция трубопровода и его соединений

Для строительства надземных участков трубопроводов приняты трубы с наружным и внутренним антикоррозионным покрытием и теплоизоляционным покрытием, которое наносится в заводских условиях в следующей последовательности:

– нанесение на трубы заводского наружного и внутреннего антикоррозионного покрытия. Антикоррозионное покрытие соответствует конструкции покрытия усиленного типа №5 таблицы 1 ГОСТ Р 51164-98. Толщина защитного покрытия - не менее 0,4 мм. Длина концов труб, свободных от антикоррозионного покрытия, составляет 120 мм (допуск ± 20);

– заводская установка двух труб диаметром 33,4x3,4 мм для устройства линейного обогрева трубопроводов (Skin-эффект). Трубы-теплоносители фиксируются на основной трубе при помощи металлических или стекловолоконных хомутов. Для улучшения снятия тепла с трубы-спутника дополнительно используется теплопроводящий цемент и теплоотражающий экран;

– установка защитной спирально-замковой стальной оболочки из оцинкованной стали и нанесение заводского теплогидроизоляционного пенополиуретанового покрытия толщиной 100 мм. Для центровки защитной оболочки относительно трубы и обеспечения номинальной толщины ППУ применяются центраторы. Длина концов труб, свободных от теплоизоляции - 500 (допуск ± 20) мм. Длина защитной оболочки должна соответствовать длине теплоизоляционного покрытия или быть длиннее не более чем на 3 мм.

Теплоизоляция труб для участков трубопроводов подземной прокладки (на переходе через автодорогу) аналогичная, за исключением защитной оболочки - оболочка принята металлополимерная.

Для наружной защиты зоны сварных швов соединений труб предусмотрены термоусаживающиеся манжеты в комплекте с замковыми пластинами и эпоксидным праймером (соответствует конструкции № 1 таблицы 1 ГОСТ Р 51164-98). Для внутренней защиты сварных швов предусмотрены втулки, поставляемые в комплекте с герметизирующим материалом.

Для теплоизоляции сварных стыков приняты скорлупы из ППУ и пеностекла толщиной 100 мм, длиной 1000 мм, в оболочке из оцинкованной стали шириной 1250 мм - устанавливаются поочередно.

Скорлупы из пеностекла выполняют функции противопожарных вставок, которые согласно п. 6.17 СП 34-116-97 должны иметь протяженность не менее 0,5 м, а расстояние между вставками - не более 24 м. Принятые размеры скорлуп и частота их установки (поочередно через трубу, т.е. через 20 м) удовлетворяют предъявляемым СП 34-116-97 требованиям.

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» в теплоизоляции трубопроводов предусмотрены закрывающиеся окна, позволяющие проводить дефектоскопию. Окно для дефектоскопии представляет собой участок на трубе, на котором устанавливается съемный кожух с замками из тонколистовой оцинкованной стали длиной 300 мм. В качестве материала для теплоизоляции предусматриваются скорлупы из пенополиуретана.

Фасонные детали трубопроводов, также как и трубы, выполнены из стали 09Г2С, т.е. механические свойства металла готовых деталей, соответствуют требованиям основного металла труб. Антикоррозионная и тепловая изоляция поверхностей фасонных деталей такая же, как у труб.

2.2 Способ прокладки трубопроводов

Способ прокладки трубопроводов надземный на эстакаде в один ярус.

Расстояние между параллельно прокладываемыми трубами на проектируемой эстакаде принято 2000 мм, что обеспечивает выполнение требования п. 6.15 СП 34-116-97 (расстояние в свету между трубами должно составлять не менее 500 мм при диаметре труб до 325 мм включительно). На переходе через автомобильную дорогу участки трубопроводов проложены подземно.

На участках переходов трубопроводов от подземной прокладки к надземной предусмотрены постоянные ограждения из металлической сетки высотой не менее 2,2 м.

Надземные трубопроводы укладывают так, чтобы расстояние от поверхности земли до низа оболочки теплоизоляции труб было не менее 1,9 м (принято, исходя из условия не менее 0,5 м от максимальной отметки снежного покрова). Установленное положение трубопровода фиксируется на подвижных опорах путем затяжки охватывающих хомутов, на неподвижных - приваркой трубных катушек.

Применены подвижные опоры (продольно-подвижные - ОПП и свободно-подвижные - ОСП) и неподвижные опоры (НО). Расчет расстановки опор выполнен с использованием программного комплекса «СТАРТ». ПС «СТАРТ» рекомендован к применению Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзором).

Проверка надземной прокладки трубопроводов на прочность в продольном направлении в соответствии с разделом 8 СП 34-116-97 по методу строительной механики расчета статически неопределимых стержневых систем, показала, что, для выполнения условий прочности проектируемых трубопроводов необходима установка компенсаторов.

Тип компенсатора определяют его параметры - длина вылета, длина спинки, компенсируемые длины, угол поворота в горизонтальной плоскости и количество труб, прокладываемых совместно на одной эстакаде. В качестве компенсаторов применены П-образные компенсаторы, располагаемые в горизонтальной плоскости.

Угол вылета компенсаторов составляет 45°. Расчет расстановки компенсаторов проведен с использованием программного комплекса «СТАРТ». В расчете учтена высокая температура продукции (максимальная температура плюс 115 °С для водовода высокого давления).

2.3 Наружные установки трубопроводов

В начале трассы нефтегазосборного трубопровода предусмотрено устройство электроприводной запорной арматуры на выходе с кустовой площадки (на расстоянии не более 10 м от обвалования) для возможности отключения куста скважин от общей нефтегазосборной сети в соответствии с требованиями п. 6.3.7 СП 231.1311500.2015.

Запорная арматура на нефтегазосборном трубопроводе предусмотрена с электроприводным управлением, дистанционный контроль и управление осуществляется с щита управления, установленного в АБК ЦПС Русского месторождения. Герметичность затвора запорной арматуры соответствует классу «А» ГОСТ Р 54808-2011. Арматура выбрана из условия максимального расчетного давления по ближайшему ряду согласно ГОСТ 26349-84.

Установка арматуры предусмотрена надземно на строительных опорах, на площадке, отсыпанной минеральным грунтом. Узел выполнен в металлическом ограждении с калиткой, которую после обслуживания арматуры закрывают на замок. На ограждении с внешней стороны предусмотрена установка знаков «Стоять! Запретная зона. Проход запрещен», «Схема узла».

Арматуру покрывают разъемным коробом, состоящим из оболочки (оцинкованная сталь) и теплоизоляционного слоя (ГОСТ 21880-2011).

2.4 Пересечения с трубопроводами, автодорогами

По трассам проектируемых трубопроводов имеются пересечения с проектируемыми линиями электропередачи и автодорогой, переход через болота I типа.

При пересечении с линиями электропередачи предусмотрено устройство защиты эстакады от падения проводов - строительная конструкция имеет протяженность, равную высоте падающей опоры, шириной по 2,5 м в обе стороны от оси крайнего трубопровода на эстакаде.

При пересечении автодороги участки трубопроводов проложены подземно, в защитных футлярах. Переход через дорогу предусмотрено выполнять открытым способом, угол пересечения равен 90° .

2.5 Краткое описание порядка монтажа плетей труб на опорах

Монтаж плетей трубопроводов принято проводить при низких температурах. Температура выполнения замыкающих стыков блоков принята минус 30°C . Данная температура приближенно равна средней температуре наиболее холодного месяца (минус $27,7^\circ\text{C}$).

Предварительно устанавливают строительные конструкции (фундаменты, ростверки) под монтаж плетей труб и опор. Монтаж надземных трубопроводов следует начинать от неподвижных опор в сторону компенсаторов. Участки труб закрепляют на неподвижных опорах, затем вваривают компенсаторы в нитку трубопровода. Замыкающие швы не должны находиться в границах компенсаторов и не должны выполняться на концах трубных катушек, являющихся частью неподвижных опор. Стыковать компенсатор непосредственно с плетью запрещается. К компенсаторам с обоих концов должны быть пристыкованы одиночные трубы, которые, в свою очередь стыкуются с плетью, смонтированной от неподвижной опоры.

Сварные стыки должны быть вынесены за пределы опорной части трубопровода не менее чем на 1 м. Конструкция тепловой изоляции сварного стыка должна располагаться за пределами ложементов подвижных опор. В случае если не представляется возможным осуществить подбор труб, дополнительно изготавливается трубная вставка для обеспечения выноса сварного стыка за опорную часть.

3. Электрообогрев трубопроводов

Для нормального функционирования трубопроводной обвязки в зимний период, проектом предусмотрена электрическая система обогрева. Система электрического обогрева не предназначена для разогрева продукта в процессе его транспортировки по трубопроводам.

Система электрического обогрева состоит из следующих основных частей:

- греющих кабелей, монтируемых на поверхности обогреваемых трубопроводов;
- соединительных коробок, предназначенных для подключения греющих кабелей к силовой сети системы;
- соединительных коробок для подключения датчиков температуры к сети управления системой;
- комплектов для заделки греющих кабелей;
- датчиков температуры, контролирующих температуру наружного воздуха, обогреваемых трубопроводов;
- регуляторов температуры;
- шкафов управления, обеспечивающих подачу питания к нагревательным секциям и управление нагревом.

Режим работы системы электрообогрева - продолжительный.

Нагревательные секции состоят собственно из нагревательного кабеля, который с одной (свободной) стороны оконцовывается специальной концевой заделкой из комплекта для заделки кабеля, а вторая сторона непосредственно вводится в распределительную коробку.

Подключение электроприемников системы электрообогрева к питающей сети выполняется через автоматические выключатели с УЗО с током утечки 30 мА.

Система электрообогрева поддерживает температуру на поверхности трубопроводов в пределах от плюс 5 до плюс 10 °С.

Температурный диапазон, выставленный на термостате, может корректироваться по результатам эксплуатации системы.

3.1 Требования к электрообогреву

В качестве труб-спутников для подогрева путем скин-эффекта могут использоваться бесшовные стальные трубы с наружным диаметром от 15 до 60 мм и

с толщиной стенки не менее 2 мм, которые должны соответствовать ГОСТ 8731, ГОСТ 8732 и ГОСТ 8733, ГОСТ 8734 - группы В. Допускается нанесение эпоксидного антикоррозионного покрытия на поверхность труб-спутников. Трубу-спутник на стальной рабочей трубе укладывают на теплопроводящую пасту (например, по ГОСТ 19783 или типа «Силотерм») и укрепляют стальными лентами или стальной проволокой. Теплопроводящую однородную пасту наносят равномерно на антикоррозионное покрытие по всей длине теплоизоляционного слоя в пространство между трубой-спутником и обогреваемой трубой.

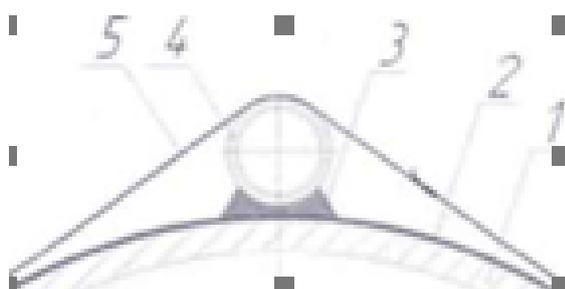


Рисунок 1 – Труба-спутник: 1 – стальная обогреваемая труба, 2 - антикоррозионное покрытие, 3 - теплопроводящая паста, 4 - труба-спутник системы путевого подогрева, 5 - стальная лента или проволока, 6 - стальная лента или проволока

Теплоизолированные трубы с электрообогревом предназначены для строительства надземных инженерных коммуникаций нефтегазового и жилищно-хозяйственного комплексов в условиях низких температур с целью обеспечения бесперебойной работы трубопровода и эффективного предупреждения образования ледяных, гидратных и парафиновых пробок в трубопроводах без необходимости привлечения дополнительных средств.

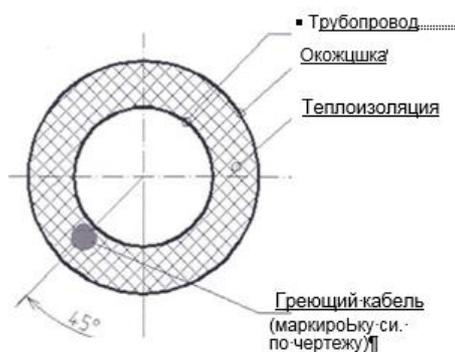


Рисунок 2 - Теплоизолированный трубопровод с электрообогревом

Допустимая температура окружающей среды при хранении, транспортировании, погрузочно-разгрузочных работах от минус 50 °С до плюс 60 °С.

Допустимая температура окружающей среды при строительномонтажных работах от минус 40 °С до плюс 40 °С.

Теплоизолированные трубы должны быть снабжены системой оперативного дистанционного контроля (ОДК) состояния тепловой изоляции. При наличии проектного обоснования допускается изготовление теплоизолированных труб без системы ОДК.

Срок службы теплоизолированной трубы не менее нормативного срока эксплуатации трубопровода.

Условное обозначение теплоизолированной трубы с электрообогревом состоит из наименования изделия - «труба», сокращенного наименования материала трубы - Ст, наружного диаметра и толщины стенки трубы в миллиметрах, сокращенного наименования материала теплоизоляции из пенополиуретана - ППУ, гидроизоляционное покрытие (спирально-замковая труба из оцинкованной стали - ОС), марки греющего кабеля и номера настоящего стандарта.

Допускается изменение длины свободных от теплоизоляции (и гидроизоляции) концов труб в соответствии с требованиями выполнения сварочно-монтажных работ, а также монтажа системы электрообогрева.

Толщина теплоизоляционного пенополиуретанового покрытия определяется проектом с учетом положений СНиП 2.04.14-88* «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов» в зависимости от диаметра защищаемой трубы.

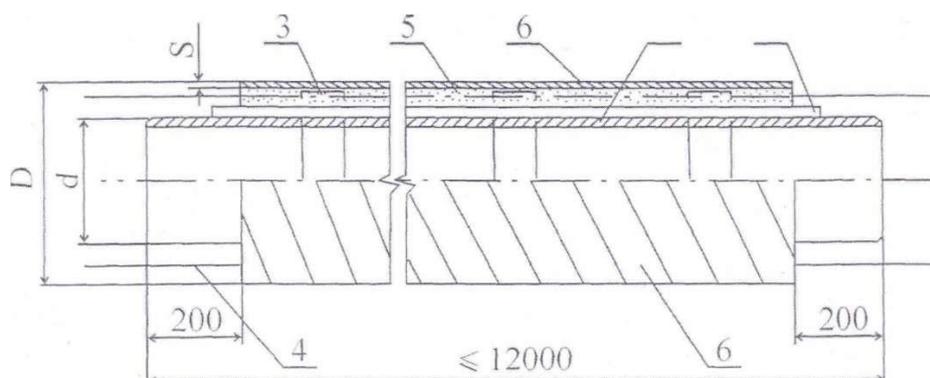


Рисунок 3 - Теплоизолированная труба с электрообогревом: 1 - стальная труба, 2 - труба электрообогрева, 3 - центрирующая опора, 4 - проводники-индикаторы системы ОДК, 5 - изоляция из пенополиуретана, 6 - стальная спирально-замковая оболочка

Поверхность готовых теплоизолированных труб должна быть ровной, без выступающих из швов спирально-замковой трубы пенополиуретана.

Поверхности торцев тепло- и гидроизоляционного слоев должны быть ровными и перпендикулярны к оси трубы. Концы трубы электрообогрева должны быть обрезаны беззаусенцев, торцы - тщательно зачищены и откалиброваны с целью исключения повреждения кабеля при его протяжке через эту трубу.

Поверхность теплоизоляционного слоя в торцах должна быть защищена от попадания влаги гидроизоляционным материалом.

Отклонение осевых линий стальных труб от осей труб электрообогрева, измеренное по торцам, не должно превышать значений, указанных в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Отклонение осевых линий

Наружный диаметр трубы оболочки	Отклонение осей, не более
До 160 вкл.	±3
Свыше 160 до 450 вкл.	±5,0
Свыше 450 до 530 вкл.	±8,0
Свыше 630 до 800 вкл.	±10,0

Расстояние между центраторами должно соответствовать значениям таблицы 3.2.

Таблица 3.2 - Значения расстояния между центраторами в мм

Наружный диаметр трубы-оболочки	Расстояние между центраторами
до 450 вкл.	1500±100
свыше 450	1000 ±50

Количество труб электрообогрева определяется специальным расчетом с учетом ряда факторов - назначения трубопровода, диаметра основной трубы, толщины и теплопроводности теплоизоляции, мощности обогревающего кабеля, температурных условий эксплуатации трубопровода, заданных Заказчиком.

Схема расположения труб электрообогрева должна быть следующей. Одна труба-спутник располагается по нижней образующей основной трубы в положении, соответствующее «6 часам», две трубы - в положении «4» и «8 часов».

Труба электрообогрева приваривается к основной трубе продольным швом длиной 100 мм с шагом, равным 200 мм. Сварка должна производиться в соответствии с требованиями Госгортехнадзора РФ14-3-620-77, ТУ 14-3-1128-82, ТУ 14-3-1618-89, а также нормативно-технической документации заводоизготовителей, утвержденной в установленном порядке и согласованной органами Госгортехнадзора РФ.

В качестве труб для подогрева путем скин-эффекта используют бесшовные стальные трубы с наружным диаметром от 25 до 60 мм и толщиной стенки 2 мм.

На поверхности труб не должно быть трещин, плен, рванин, закатов. Допускаются незначительные следы от ударов, мелкие вмятины, риски, тонкий слой окарины, следы от зачистки дефектов и мелкие пленки, если только они не противоречат требованиям нормативной документации на черную трубу.

Поверхность основной трубы следует очистить от таких загрязнений как масла, жир, пыль, поверхность не должна быть влажной. После механической очистки состояние стальной поверхности должно соответствовать степени очистки Sa 2 1/2 по международному стандарту ИСО 8501-1 (Р), что соответствует степени очистки 2 по ГОСТ 9. 402 и степени шероховатости (50-90) мкм, поверхность трубы должна быть обеспылена и соответствовать эталонам по ИСО 8502-3 (Р).

Для изготовления теплоизоляционного слоя используют бесфреоновые озоноразрушающие жесткие системы пенополиуретанов заливочного типа марок «Изолан-345» по ТУ 2226-221-10480596-96 и «Изолан-205» по ТУ 2254-238-10480596-97.

Допускается использование систем пенополиуретанов с применением вспенивателей на основе мягких фреонов типа F141b.

Системы пенополиуретанов, применяемых для теплоизоляции стальных труб, должны иметь сертификаты соответствия и гигиенический.

Физико-механические свойства пенополиуретанов в конструкциях должны соответствовать показателям, приведенным в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Физико-механические свойства пенополиуретанов

№ п/п	Наименование показателя	Значения показателя
1	Внешний вид	мелкоячеистый материал от желтого до темно-коричневого
2	Кажущаяся плотность в ядре, кг/м ³ , не менее общая, кг/м ³ , не менее	60,0 80,0
3	Прочность при сжатии при 10% деформации, МПа,	0,3
4	Температура применения,	130
5	Теплопроводность при 20 °С, Вт/м·К, не более	0,033
6	Объемная доля закрытых	не менее 88
7	Водопоглощение при кипячении в течение 90 мин., % об., не	10,0

Для изготовления защитного (гидроизоляционного) покрытия используют спирально-замковые трубы из оцинкованной стали.

Спирально-замковые трубы для защитного наружного покрытия теплоизоляционного слоя изготавливают по ТУ 36-736. Для изготовления используют оцинкованную стальную ленту, отвечающую требованиям ГОСТ 14918, или прокат тонколистовой из углеродистой стали качественных марок КП, ПС по ГОСТ 16523, ГОСТ 19904.

В качестве проводников-индикаторов, закладываемых в пенополиуретановую теплоизоляцию, могут использоваться два медных неизолированных провода или никелевохромовый провод, покрытый тефлоновой перфорированной изоляцией, и возвратный провод из меди с водонепроницаемой изоляцией.

Применение той или иной пары проводов зависит от принятой системы контроля.

Провода располагают на одинаковом расстоянии от поверхности металлической трубы в положении «3» и «9 часов» и закрепляют их на заглушках или центраторах.

Для защиты торцов теплоизоляции и концов труб от влаги применяют консервационные покрытия и обмотку полиэтиленовой пленкой с закреплением её клеящими лентами, позволяющими исключить проникновение влаги в ППУ в период хранения труб.

Для центровки стальной трубы внутри трубы-оболочки, а также для закрепления проводов-индикаторов системы ОДК допускается применение центрирующих опор. Последние могут быть изготовлены из литевых марок полипропилена по ГОСТ 26996 или из полиэтилена низкого давления.

Настоящие технические условия распространяются на трубы стальные с системой электрообогрева, состоящей из стальной трубы и трубы-спутника, расположенного на теле основной трубы, с протянутым внутри нее греющим кабелем, с тепловой изоляцией из пенополиуретана и защитным гидроизоляционным покрытием в виде металлической оболочки.

Технические условия определяют только требования к теплоизолированным трубам для линейной части и конструктивным элементам трубопроводов. Теплоизолированные трубы с электрообогревом предназначены для строительства наземных инженерных коммуникаций и нефтегазового жилищно-хозяйственного комплексов в условиях низких температур с целью обеспечения бесперебойной работы трубопровода и эффективного предупреждения образования ледяных,

гидратных и парафиновых пробок в трубопроводах без необходимости привлечения дополнительных средств.

3.1.1 Характеристики труб электрообогрева

Конструкция теплоизолированных труб включает: стальную трубу, стальную трубу электрообогрева, теплоизоляционный слой из пенополиуретана, гидрозащитное покрытие из оцинкованной стальной спиральнозамковой трубы.

Труба электрообогрева приваривается к телу основной трубы. Количество труб электрообогрева определяется теплофизическим расчетом с учетом мощности применяемого нагревательного кабеля. При наличии проектного обоснования допускается крепление трубы электрообогрева другим способом, например, с помощью стальных или стекловолоконных бандажей.

Количество труб электрообогрева определяется специальным расчетом с учетом ряда факторов - назначения трубопровода, диаметра основной трубы, толщины и теплопроводности, теплоизоляции, мощности обогревающего кабеля, температурных условий эксплуатации трубопровода, заданных Заказчиком.

Теплоизолированные трубы могут быть изготовлены как с проводниками-индикаторами системы оперативного дистанционного контроля (ОДК) состояния теплоизоляции из ППУ во время эксплуатации трубопроводов, так и без них при наличии проектных обоснований или по требованию Заказчика.

3.1.2 Условия эксплуатации

Допустимая температура эксплуатации теплоизоляционного покрытия определяется маркой применяемого пенополиуретана и может быть в пределах плюс от 30 °С до плюс 130 °С.

Допустимая температура окружающей среды при хранении, транспортировании, погрузочно-разгрузочных работах - от минус 50 °С до плюс 60 °С. Допустимая температура окружающей среды при строительно-монтажных работах от минус 40 °С до плюс 40 °С.

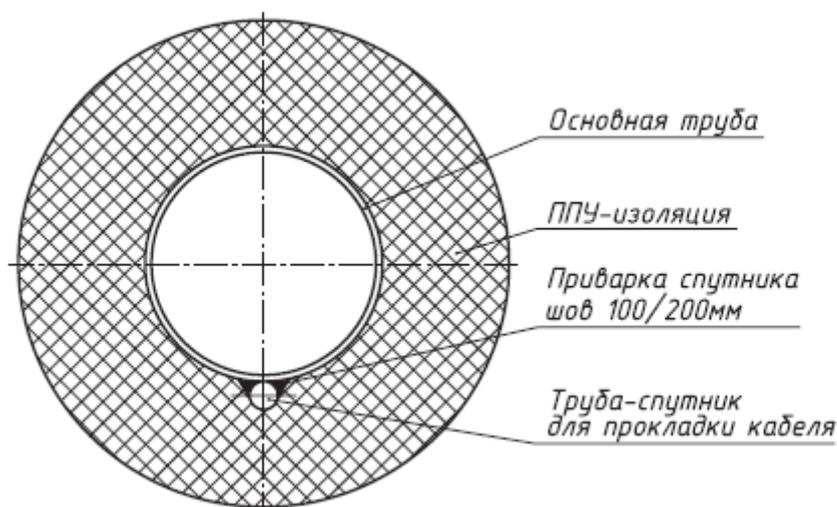
Срок службы теплоизолированной трубы - не менее нормативного срока эксплуатации трубопровода.

3.1.3 Способы крепления трубы-спутника к основной трубе

Приварка

Труба-спутник для прокладки обогревающего кабеля приваривается к основной трубе прерывистым швом длиной 100 мм через шаг равный 200 мм в прямом или в шахматном порядке;

Размеры длины неизолированного участка и величины выпуска трубы-спутника из-под изоляции могут быть скорректированы в соответствии с проектом электрообогрева; В качестве труб-спутников используются стальные бесшовные трубы диаметром от 25 до 60 мм. При необходимости производится отгиб конца трубы-спутника от основной трубы на размер до 10 мм.



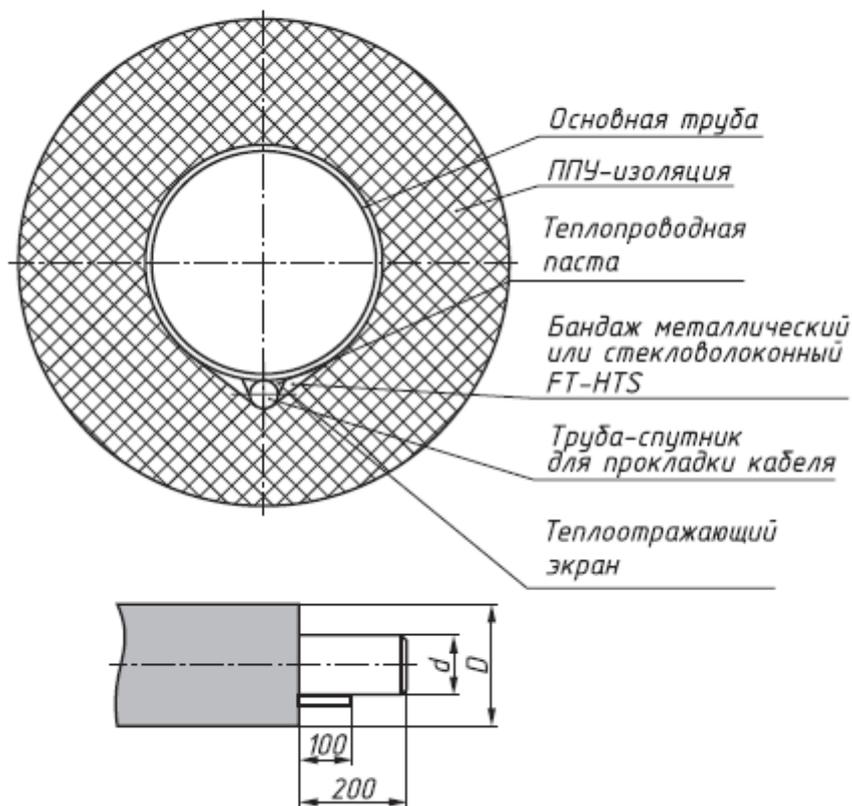
Бандаж стальной или стекловолоконный

Труба-спутник для прокладки обогревающего кабеля крепится к основной трубе при помощи стального (лента упаковочная стальная) или стекловолоконного (FT-HTS) бандажа. Шаг крепления от 300 до 1000 мм.

Размеры длины неизолированного участка и величины выпуска трубы-спутника из-под изоляции могут быть скорректированы в соответствии с проектом электрообогрева.

В качестве труб-спутников используются стальные бесшовные трубы диаметром от 15 до 40 мм или направляющие элементы из другого материала, определенного проектом. При необходимости производится отгиб конца трубы-спутника от основной трубы на размер до 10 мм. Для повышения теплопередачи

применяются различные виды теплопроводных паст и теплоотражающий экран из алюминиевой самоклеящейся ленты.



Количество спутников для размещения кабеля задается проектом. Толщина стенки стальной трубы уточняется при заказе. Толщина ППУ изоляции может быть другой при наличии проектного обоснования. Масса трубы (трубоэлемента) рассчитана без учета стальной трубы (основой и трубы-спутника) и соединительных деталей.

Размеры неизолированного участка могут быть скорректированы в соответствии с проектом, на внутреннем диаметре нагревательной трубы d_2 выполняется фаска E1-0,5.

Возможно изготовление изделия в полиэтиленовой оболочке.

3.2 Теплоизоляция

Методика выбора толщины теплоизоляции

Исходя из условия минимально или максимально допустимой температуры продукта, либо окружающей среды (в зависимости от того, температуру чего

необходимо сохранить), минимально или максимально возможной температуры окружающей среды или продукта (в зависимости от того, что производит воздействие, направленное на изменение температуры), выполняется теплотехнический расчёт. В случае несоблюдения условия принимается решение о применении теплоизоляции и повторно проводится теплотехнический расчёт, в котором толщина теплоизоляционного слоя принимается как переменная. В случае если полученная толщина теплоизоляционного слоя не может быть применена по каким-либо причинам, в этом случае принимается решение о дополнительном применении обогрева либо охлаждения.

Теплоизоляция трубопроводов

Применение теплоизоляции на нефтепроводах необходимо:

- при надземной, наземной и подземной прокладках для регулирования температурного
- взаимодействия с окружающей средой;
- при подземной прокладке в районах глубокого сезонного промерзания при перекачке
- высоковязких сортов нефти;
- при подземной прокладке для предохранения от протаивания в районах
- многолетнемерзлых грунтов (ММГ);
- при наземной прокладке при перекачке вязких и высокозастывающих сортов нефти.

Подземные нефтепроводы, сооружаемые в районах вечной мерзлоты и перекачивавшие нефть при температурах выше 0 °С, теплоизолируют для уменьшения теплотерь и затрат на подогрев нефти, а также для предохранения многолетнемерзлых грунтов (ММГ) от протаивания и обеспечения устойчивости подземных трубопроводов.

В районах сезонного промерзания грунтов, применение теплоизоляции на нефтепроводах, транспортирующих подогретые вязкие и высокозастывающие нефти, как правило, является более выгодным, чем попутный подогрев нефти.

Надземные нефтепроводы, прокладываемые в районах с низкой температурой наружного воздуха, теплоизолируют для поддержания экономичного режима перекачки и для предохранения нефти от застывания.

Наземные нефтепроводы, предназначенные для транспортирования нефти в районах с низкими температурами воздуха, а также при прокладке на обводненных

территориях теплоизолируют с целью уменьшения тепловых потерь и, соответственно, затрат на перекачку.

Для элементов трубопроводов, требующих в процессе эксплуатации систематического наблюдения, следует предусматривать сборно-разборные съемные теплоизоляционные конструкции или закрывающиеся окна, позволяющие проводить дефектоскопию оборудования и трубопроводов.

Расчетный срок эксплуатации теплоизоляционных материалов и конструкций должен составлять не менее 20 лет или соответствовать сроку службы трубопровода.

Не допускается применение металлического покровного слоя при подземной бесканальной прокладке и прокладке трубопроводов в непроходных каналах.

Покровный слой из тонколистового металла с наружным полимерным покрытием не допускается применять в местах, подверженных прямому воздействию солнечных лучей.

Надземной на открытом воздухе в конструкциях теплоизоляции технологических трубопроводов рекомендуется применять НГ материалы (минеральная вата и стекловата в сочетании с влагозащитными конструкциями, жидкий керамический изоляционный материал и т.п.).

При подземной прокладке технологических трубопроводов, по причине частых нарушений и сложности монтажа гидроизоляции, рекомендуется применять материалы с низкой гигроскопичностью, при этом допускаются материалы с меньшей огнестойкостью в виду отсутствия (низкого содержания) кислорода.

При подземной прокладке в вечномёрзлых грунтах использовать трубопроводы только с заводской теплоизоляцией (для устранения контакта внешней среды с телом трубопровода и предотвращения растепления грунтов).

Окончательное решение о применении того или иного материала и теплоизоляционной конструкции принимается на основании технико-экономического расчёта, проводимых закупочных процедур и опыта проектной организации.

В качестве основного материала в теплоизоляционных конструкциях трубопроводов подземной бесканальной прокладки рекомендуется применять пенополиуретан (ППУ).

Предварительно изолированные в заводских условиях трубы с тепловой изоляцией на основе ППУ и защитным покрытием из полиэтилена высокой плотности по ГОСТ 30732 применяются для подземной бесканальной прокладки с температурой теплоносителя до плюс 140 °С. Трубопроводы оснащаются системой

оперативного дистанционного контроля технического состояния теплоизоляции, позволяющей своевременно обнаруживать и устранять возникающие дефекты.

Пенополиуретан при испытаниях по ГОСТ 30244, в зависимости от рецептуры, относится к группам Г3 и Г4, что ограничивает возможность его применения для тепловой изоляции трубопроводов тепловых сетей, надземной прокладки и подземной в проходных и непроходных каналах и тоннелях.

Изоляция сварных стыков труб с ППУ изоляцией выполняется посредством установки термоусаживающейся муфты с последующей заливкой всего объема стыка жидким ППУ, либо монтажом ППУ муфт (скорлупа).

Термоусаживающаяся муфта надевается на участок трубы рядом со сварным швом. После сварки стыка муфта перемещается по трубе таким образом, чтобы полностью закрыть необходимый сварной стык (при этом края муфты располагаются поверх смонтированных ранее теплоизоляционных конструкций из ППУ). Муфта нагревается горелкой до полной её усадки.

После контроля герметичности (производится опрессовка смонтированной муфты воздухом) стык заполняется компонентами ППУ с их последующим вспениванием.

Термоусаживающаяся муфта обеспечивает надёжную гидрозащиту (благодаря высокой механической прочности) и не нуждается в дальнейшей изоляции.

ППУ муфта (скорлупа) представляет собой готовое изделие, изготовленное в заводских условиях в соответствии с диаметром изолируемого трубопровода.

Отрезанные по длине стыка ППУ-скорлупы устанавливаются на изолируемый стык. Крепление скорлуп на стык производится при помощи ленты типа скотч. Крепление проволокой не допускается.

Гидроизоляция стыка при применении ППУ-скорлупы производится после теплоизоляционных работ. Оболочка трубы в зоне усадки ленты прогревается до 70 °С. Лента оборачивается вокруг стыка, скрепляется замковой пластиной и равномерно усаживается по периметру газовой.

3.3 Обогрев

Необходимость применения обогрева для трубопроводов и емкостного оборудования определяется теплотехническим расчетом на основании технологической необходимости (во избежание замерзания и для проведения соответствующих технологических процессов).

Принятие решения о выборе обогрева теплоспутниками или электрообогрева производится на основании технико-экономического расчёта.

В случае электрообогрева, вид электрообогрева рекомендуется выбирать исходя из необходимой температуры и длины трубопровода (см. рисунок 5).

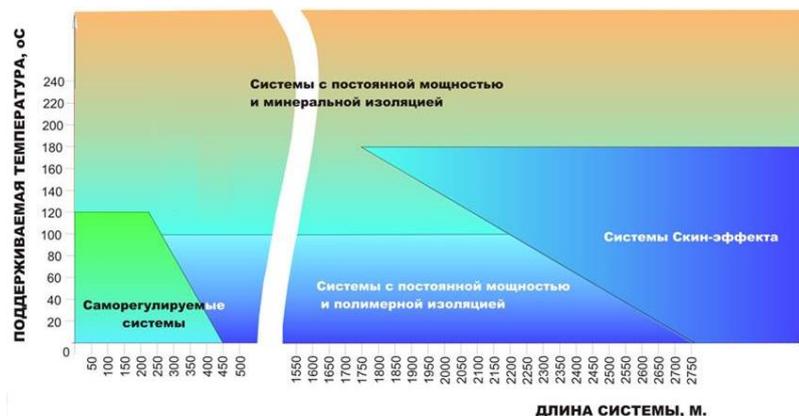


Рисунок 5 - Рабочие зоны систем электрообогрева

3.4 Электрообогрев

Обогрев трубопровода заключается в поддержании температуры процесса и защиты от замерзания и осуществляется с помощью систем кабельного обогрева.

Электрообогрев резистивным кабелем с применением теплоизоляции????.

Общие положения

Внутри нагревающей ленты находится провод из сплава металлов с большим удельным сопротивлением. Провод надежно защищен изоляционной оболочкой с интегрированной экранирующей медной сеткой. Прочный материал защищает резистивный кабель от воздействий внешней среды и препятствует возможному выходу тока вовне при обрыве основного провода. Данный вид кабеля нежелательно использовать на участках трубопровода различного диаметра и материала исполнения (переход металлического трубопровода в пластиковый и т.п.), на участках трубопровода находящихся в разных температурных режимах, а также имеющих различную тепловую изоляцию.

Преимущества резистивного кабеля:

- простота исполнения;
- повышенная надежность;
- эластичность кабеля;
- обогрева трубопроводов средней длины (от 0,5 до 3 км).

Недостатки резистивного кабеля:

- отсутствие возможности влиять на интенсивность теплоотдачи различных участков;
- фиксированная длина кабеля исключает возможность удлинения и укорачивания отдельных участков системы;
- при перекрещивании, а также близком расположении двух резистивных кабелей может произойти перегрев, разрушение изоляции и как следствие – замыкание участка греющего кабеля;
- сгоревший резистивный кабель необходимо менять полностью, замена отдельных участков кабеля невозможна.

Резистивный кабель, ввиду своих физических особенностей, используется в различных системах обогрева трубопроводов средней длины (от 0,5 до 3 км), однако при его укладке нужно исходить из специфических характеристик внешней среды. В зонах, требующих большей тепловой защиты, он может быть уложен с учетом повышенной теплоотдачи. Резистивный кабель при своей работе равномерно выделяет тепло по всей своей длине, поэтому в местах трубопровода, подверженных большому действию низкой температуры, может проявляться нехватка тепла. И наоборот, некоторые зоны трубы будут испытывать перегрев.

Принцип действия

Принцип работы резистивного кабеля заключается в том, что по проводнику с большим сопротивлением протекает ток, в результате чего происходит выделение тепла. Чем больше сила тока и сопротивление проводника, тем выше тепловыделение.

3.4.1 Электроснабжение систем электрообогрева на основе резистивного греющего кабеля

Напряжение питания резистивных нагревательных кабелей ~220, 380 В. В случае применения резистивных нагревательных кабелей для обогрева протяженных участков по напряжению ~380 В применяют разделительные трансформаторы.

Также для протяженных участков возможно применение напряжение до ~750 В (конкретное напряжение зависит от длины обогреваемого участка, необходимых параметров температуры и соответственно длины цепи). В случае применения нестандартного напряжения необходимо применять дополнительные повышающие трансформаторы.

По степени надежности электроснабжения в соответствии с ПУЭ и ВНТП 3-85, электрообогрев относится к 1-й или 2-й категории (в зависимости от географического района и технологии производства).

Управление обогревом реализуется через магнитные контакторы либо через твердотельное реле. При редком включении/выключении целесообразнее применять контакторы, при частом - твердотельное реле.

Максимальная мощность одной группы обогрева рассчитывается исходя из величины максимального тока соединительной коробки конкретного производителя.

Для управления системой электрообогрева необходимо применять комплектные шкафы полной заводской сборки.

Соединительные коробки, устанавливаемые во взрывоопасных зонах, необходимо применять во взрывозащищенном исполнении согласно категории среды.

3.4.2 Электрообогрев саморегулируемым кабелем с применением теплоизоляции

Общие положения

Саморегулирующиеся кабели автоматически изменяют свою тепловую мощность в зависимости от температуры внешней среды (чем ниже температура среды, тем выше тепловая мощность кабеля и наоборот). Это позволяет сэкономить электроэнергию, значительно упростить систему контроля, повысить надежность и долговечность системы обогрева.

Саморегулирующиеся кабели в небольших системах обогрева, как правило, не требуют отдельных управляющих устройств (термостатов).

Саморегулирующиеся электронагревательные кабели ленточного типа предназначены для использования в системах подогрева и поддержания температуры продукта в трубопроводе, системах анти обледенения, а также для защиты труб (ёмкостей) от замерзания. Использование саморегулирующегося кабеля в этих системах позволяет не только упростить расчёт и проектирование, но также значительно увеличить надёжность системы и добиться существенной экономии электроэнергии.

Преимущества саморегулирующего кабеля:

- саморегулируемая температура защищенного трубопровода;
- низкий расход электроэнергии при высокой полезной мощности греющего кабеля;

- возможность изменения длины кабеля путем резки материала на куски, а также соединения их друг с другом.
- Недостатки саморегулирующего кабеля:
 - возможность перегрева участка провода, вызванного возникновением скрытых дефектов при изменении свойств углеродного материала.

Принцип действия

Эффект саморегулирования заключается в автоматическом увеличении тепловой мощности кабеля при снижении температуры трубы и наоборот. Этот эффект основан на применении в нагревательном кабеле специальной полупроводниковой матрицы, меняющей свои проводящие свойства в зависимости от температуры - с уменьшением температуры уменьшается сопротивление матрицы и следовательно увеличивается протекающий ток, что приводит к увеличению выделяемой тепловой мощности и нагреву поверхности. При возрастании температуры происходит обратный процесс. Причем каждый участок саморегулирующегося кабеля изменяет свои свойства в зависимости только от конкретной температуры на данном участке, независимо от других участков кабеля. Таким образом, саморегулирующийся кабель не перегревается и не перегорает даже при наложении витков кабеля друг на друга. Благодаря эффекту саморегуляции значительно увеличивается надёжность системы, достигается увеличение КПД и существенная экономия электроэнергии.

3.4.3 Электроснабжение систем электрообогрева на основе саморегулирующего греющего кабеля

Напряжение питания саморегулирующих нагревательных кабелей ~220-240 В, в особых случаях ~110-120 В (изготавливаются при закупке), система – TN-S.

По степени надежности электроснабжения в соответствии с ПУЭ и ВНТП 3-85, электрообогрев относится к 1-й или 2-й категории (в зависимости от географического района и технологии производства).

Управление обогревом реализуется через магнитные контакторы либо через твердотельное реле. При редком включении/выключении целесообразнее применять контакторы, при частом - твердотельное реле.

Максимальная мощность одной группы обогрева рассчитывается исходя из величины максимального тока соединительной коробки конкретного производителя.

Для управления системой электрообогрева необходимо применять комплектные шкафы полной заводской сборки.

Соединительные коробки, устанавливаемые во взрывоопасных зонах, необходимо применять во взрывозащищенном исполнении согласно категории среды.

3.4.4 Скин-система с применением теплоизоляции

Общие положения

Система электрического обогрева ИРСН или «СКИН-система» предназначена для поддержания температуры продукта, защиты от замерзания и стартового разогрева магистральных трубопроводов большой длины.

Данная система электрического обогрева обеспечивает рентабельную альтернативу традиционным резистивным системам обогрева длинных трубопроводов, исключая необходимость громоздкой системы распределения энергии. Один электрический ввод позволяет обогревать трубопровод длиной до 30 километров. Система идеально подходит для поддержания температур, защиты от замерзания и нагрева трубопроводов.

Система генерирует тепло благодаря переменному току, проходящему по внутренней поверхности нагревательной трубки.

Ток протекает по внутренней поверхности трубки СКИН-нагревателя (ИР-нагревателя), а на внешней ее поверхности ток отсутствует. Кроме того на внешней поверхности также отсутствуют электрические потенциалы, что делает систему безопасной для обслуживающего персонала.

Технические характеристики:

- Рабочий диапазон температур: от минус 50 °С до плюс 200 °С
- Напряжение: до 5 кВ
- Частота: 50 или 60 Гц
- Удельное тепловыделение одного элемента: до 165 Вт/м

Преимущества СКИН-системы:

- возможность подачи питания на один конец обогревающего кабеля;
- осуществление обогрева трубопроводов большой длины (до 30 км питание кабеля от одного источника);
- электробезопасность (за счет заземления тепловыделяющего элемента и нулевого потенциала относительно земли электрическая изоляция не требуется);
- в связи с отсутствием электрической изоляции – быстрый монтаж;
- не требуется сопроводительная сеть;
- высокая тепловая мощность (до 120 Вт/м);

- высокие рабочие температуры (до плюс 200 °С);
- высокая механическая прочность системы обогрева;
- эксплуатация во взрывозащищенных зонах.

Принцип действия

Принцип действия СКИН-системы обогрева основывается на двух явлениях: эффекте близости и СКИН-эффекте.

Нагревательный элемент представляет собой ферромагнитный трубопровод (ИР-нагреватель, «нагревательная трубка») наружным диаметром от 20 до 60 мм и толщиной стенки не менее 3,0 мм, через который протягивается специально разработанный изолированный индукционно-резистивный проводник (ИР-проводника) из меди или алюминия сечением от 10 до 40 мм². На одном конце ИР-нагреватель и ИР-проводник соединены между собой. На другом конце они соединены через источник переменного тока (50 или 60 Гц). Величина напряжения рассчитывается исходя из необходимого тепловыделения и длины участка обогреваемого трубопровода.

Приложенное напряжение переменного тока вызывает в проводнике генерацию тока, который возвращается по внутренней поверхности трубки. Концентрация обратного тока на внутренней поверхности трубки происходит благодаря магнитному потокосцеплению, создаваемому токами в изолированном проводнике и ферромагнитном трубопроводе. Этот ток проникает в трубку на расстояние, называемое «толщиной СКИН-слоя».

Благодаря описанному выше явлению, на внешней поверхности трубки измеряемое напряжение отсутствует, что позволяет заземлять трубопровод. Теплота, создаваемая в системе, является результатом сопротивления внутренней поверхности нагревательной трубки. (В проводнике возникает неизбежный нагрев, который является результатом протекания тока источника питания к устройству концевой заделки).

Пока электрический ток концентрируется на внутренней поверхности нагревательной трубки, создаваемое тепло будет рассеиваться на присоединенном обогреваемом трубопроводе, увеличивая температуру поверхности трубы и ее содержимого до требуемого уровня.

Основным тепловыделяющим элементов ИРСН является труба, на нее приходится до 80 % мощности системы. Максимальная мощность ограничивается допустимыми температурами и напряжением для изоляции проводника. Отвод тепла

от СКИН-системы к трубопроводу обеспечивается за счет хорошего контакта и применения специальной теплопроводной пасты.

Чем длиннее система – тем больше необходимо напряжение для поддержания требуемой силы тока в проводнике. Рабочее напряжение (а соответственно и количество систем – точек запитки) ограничено допустимым напряжением для изоляции проводника. Увеличение числа нагревательных трубок снижает требуемый ток, а соответственно и рабочее напряжение в каждой трубке. Следовательно, увеличивая количество трубок, уменьшается количество точек запитки. Состав и оценка прогрессивности выбранного оборудования, показатели его загрузки.

Электроснабжение систем электрообогрева на основе СКИН-системы

Напряжение питающей сети – до 35 кВ.

Рабочее напряжение системы – до 5 кВ.

Конкретная величина необходимого напряжения для системы обогрева зависит от длины обогреваемого участка, необходимых параметров температуры и соответственно длины цепи).

По степени надежности электроснабжения в соответствии с ПУЭ и ВНТП 3-85, электрообогрев относится к 1-й или 2-й категории (в зависимости от географического района и технологии производства).

Для электроснабжения нагрузки применяются трансформаторно-конденсаторные преобразователи, которые состоят из специального трансформатора и балансировщика нагрузки. Это устройство позволяет подключать к трехфазной питающей сети мощную однофазную нагрузку (нагреватель СКИН-системы), при этом перекос токов в питающей сети отсутствует. Система управления контролирует температуру окружающего воздуха, температуру ИР-нагревателя, температуру обогреваемого трубопровода, ток нагрузки и напряжение в нагрузке. Система управления позволяет дистанционно управлять обогревом и контролировать все необходимые параметры.

Шкаф обогрева силовой и управления обеспечивает:

- токовую защиту;
- защиту от перегрузок;
- индикацию тока и напряжения;
- регулирование температуры;
- выход на АСУ или ПК;
- аварийную сигнализацию.

Для управления системой обогрева необходимо применять комплектные шкафы полной заводской сборки.

3.4.5 Обогрев теплоспутниками

Общие положения

Теплоспутники должны предусматриваться для обогрева наружных трубопроводов, которыми обеспечивается периодическая подача конденсирующихся или замерзающих продуктов, а также для всех трубопроводов, транспортирующих застывающие среды, независимо от режима их подачи и места расположения трубопровода.

Теплоспутник крепится к трубопроводу и совместно с ним теплоизолируется. Воздушное пространство между трубопроводом, теплоспутником и внутренней поверхностью теплоизоляции может нагреться до 60 - 70 °С.

Трубопроводы теплоспутников собираются на сварке. Для материалопроводов, собираемых на фланцах, теплоспутники также собираются из отдельных секций на фланцах.

Принцип действия

Обогрев трубопровода происходит в результате теплообмена внутри изоляционного кожуха между греющим трубопроводом-спутником и обогреваемым продуктопроводом.

По назначению обогрева все обогреваемые трубопроводы можно разделить на три группы:

- Трубопроводы, требующие сохранения температуры продукта не ниже +15 °С;
- Трубопроводы, требующие сохранения температуры продукта не ниже +30 °С;
- Трубопроводы, требующие сохранения температуры продукта выше +30 °С, в том числе с высокой температурой застывания.

Трубопроводы первой группы следует обогревать или теплофикационной водой с регулированием температуры воды в зависимости от окружающей температуры или обратным конденсатом с температурой плюс 90 °С.

Трубопроводы второй группы следует обогревать теплоносителем с температурой 150-95 °С.

Трубопроводы третьей группы следует обогревать теплоносителем с постоянной температурой 150-110 °С или паром.

Система регулирования

Дроссельная шайба должна устанавливаться на каждом обогреваемом спутнике со стороны распределительного коллектора.

На время продувки спутника воздухом или паром дроссельная шайба удаляется.

Для наладки и контроля за работой водяных спутников на каждом спутнике (в непосредственной близости от сборного коллектора) предусматривается установка термометра.

Для контроля давления воды в системе теплоспутников, на каждом коллекторе предусматривается установка штуцеров для присоединения переносных манометров.

В закупочной документации должна быть предусмотрена поставка труб термообработанных, с гидравлическим испытанием, испытанием на изгиб и 100 % контролем сварных швов по ГОСТ 10705.

4. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

4.1 Определение зоны оттаивания грунта вокруг трубопроводов

Целью данного расчета является определение ореолов оттаивания вокруг трубопроводов и наличия осадок грунта в местах подземных переходов трубопроводов через автодороги.

Расчет проведен для водовода высокого давления в связи с высокой температурой перекачиваемой продукции (115 °С). Тепловой расчет проведен в специализированном ПО Frost 3D Universal.

Исходные данные

Исходные данные для расчета в программе приведены в таблицах 4.1, 4.2.

Таблица 4.1 - Климатические характеристики района строительства трубопровода

Параметр	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Го д
Средняя месячная и годовая температура воздуха (°С)	-27,7	-26,9	-19,4	-11	-3,3	8,1	15,4	11,2	4,8	-7,1	-19,8	-24,8	-8,4
Средняя месячная и годовая скорость ветра (м/с)	3,9	3,5	3,9	3,5	4,0	4,1	3,3	3,4	3,6	4,0	3,2	3,8	3,7
Высота снежного покрова	максимальная - 81 см, минимальная - 15 см, средняя - 48 см												
Средняя плотность снежного покрова	максимальная - 220 кг/см ³ , минимальная - 140 кг/см ³												

Таблица 4.2 - Параметры проектируемого трубопровода

Параметр	Значение
Диаметр трубопровода x толщина стенки, мм	219x6
Наружный диаметр с учетом теплоизоляции, мм	425
Коэффициент теплопроводности ППУ изоляции, Вт/(м К)	0,03
Температура перекачиваемой продукции, °С:	115

Расчет проведен в месте пересечения трубопровода с автодорогой. Расчетный участок с восстановленной геологией составляет 50 м (см. рисунок 6)

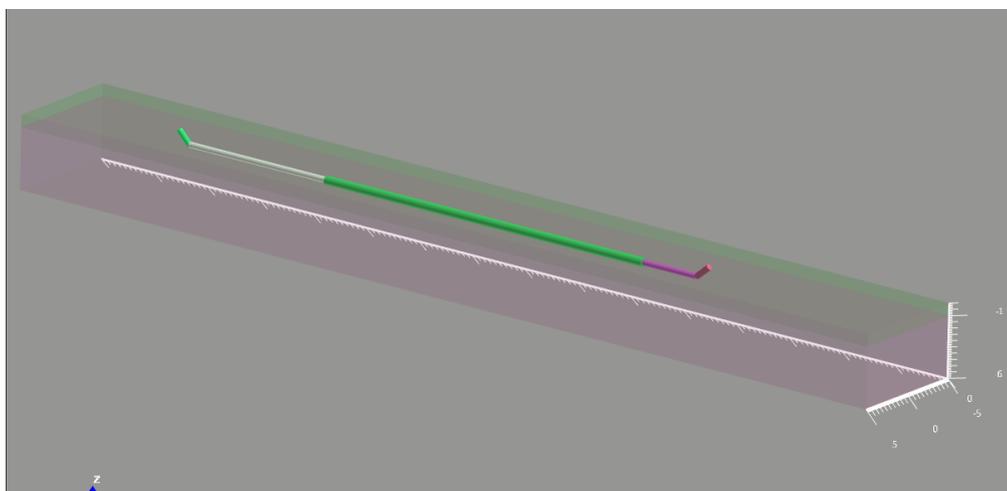


Рисунок 6 - Расчетный участок

Профиль трубопровода показан на рисунке 7.

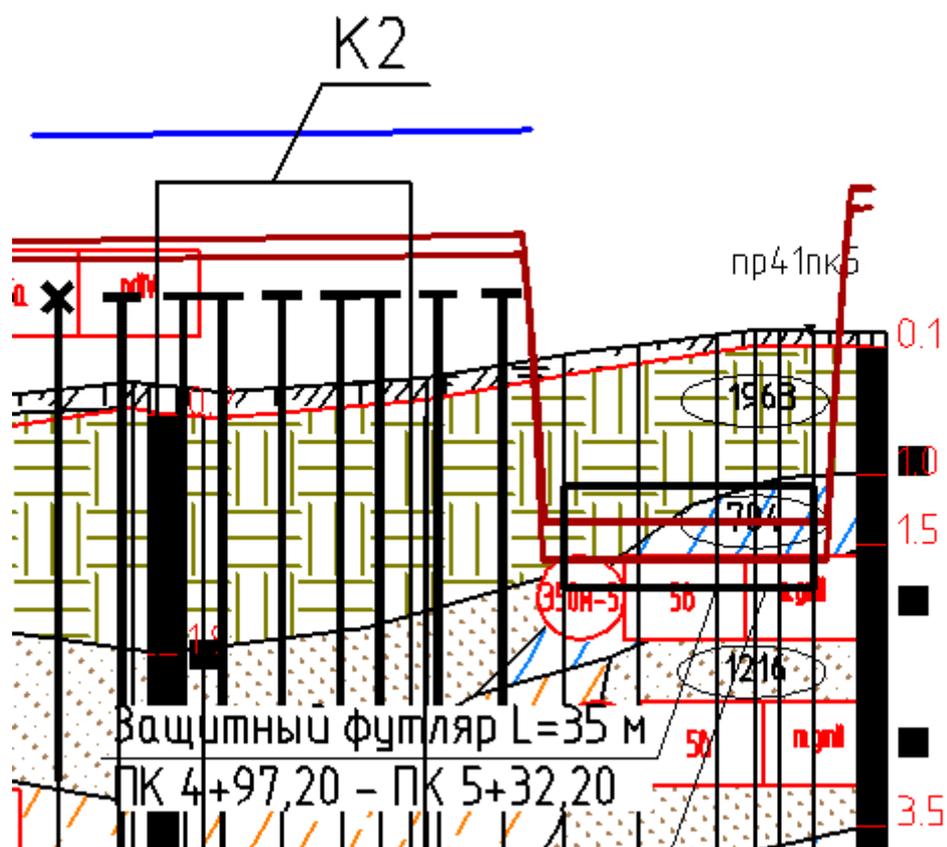


Рисунок 7 - Профиль перехода трубопровода через автодорогу Проектируемый трубопровод 219х6 мм проложен в футляре 630х10 мм.

Результаты теплового расчета показали наличие растепления грунта под трубопроводом. Розовым контуром на рисунках обозначена труба в ППУ, зеленым контуром - кожух.

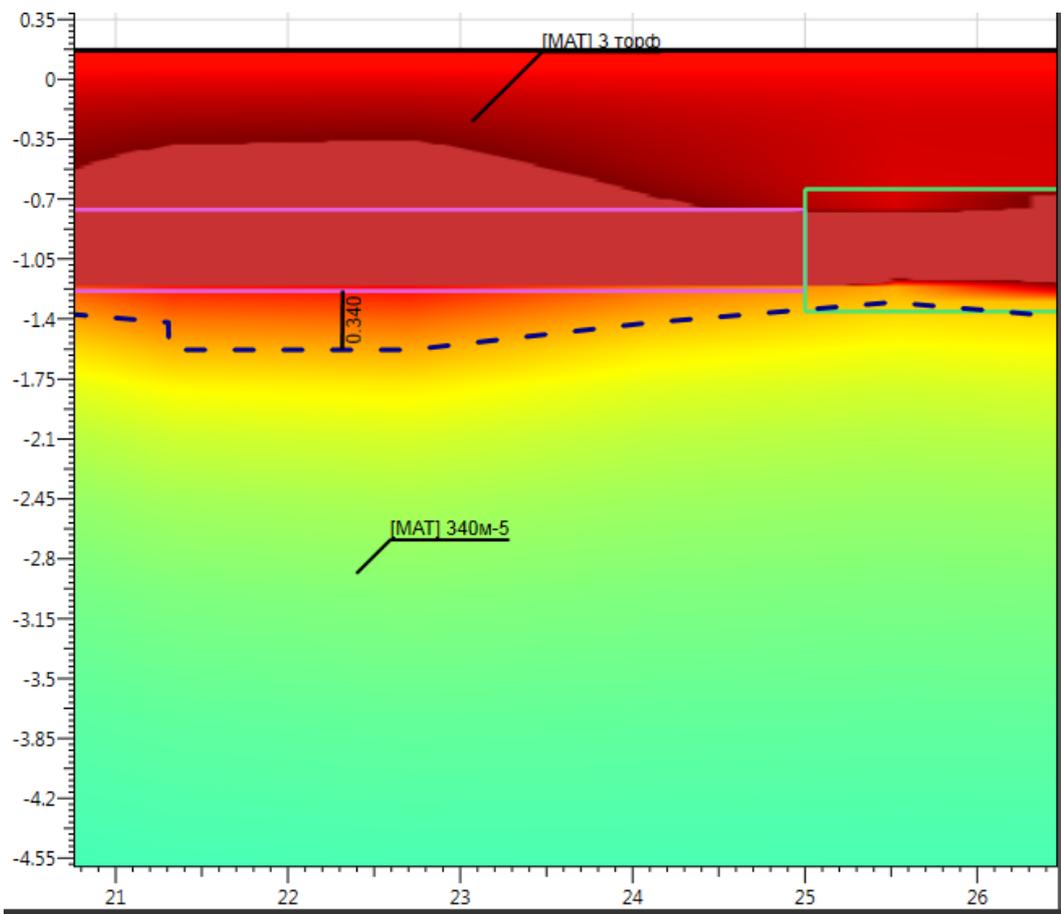


Рисунок 8 - Фрагмент трубопровода

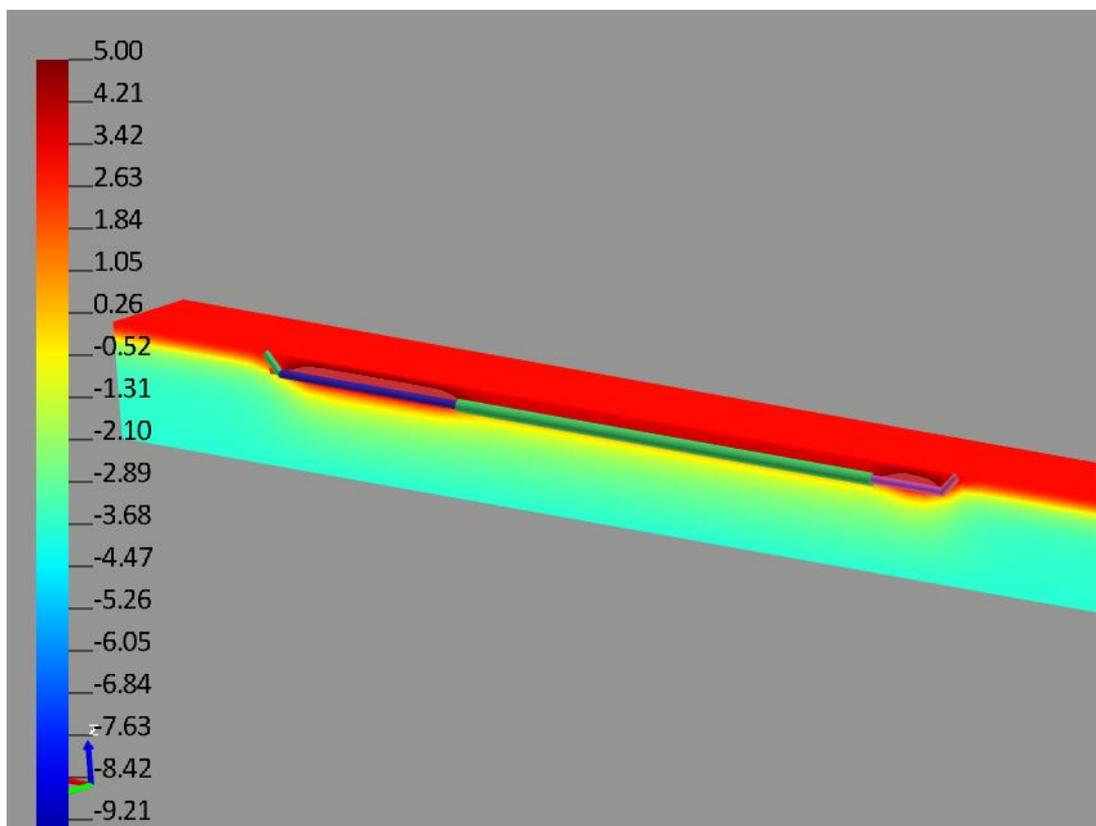


Рисунок9 - Результаты теплового расчета

В результате проведенных теплотехнических расчетов установлено:

- в месте подземного перехода трубы через дорогу тепло, выделяемое от проектируемого трубопровода в тепловой изоляции, приводит к растеплению нижележащего грунта (340м-5) на максимальное значение 34 см;

- согласно п.2.136 СНиП 2.02.01-83* ИГЭ 340м-5 - суглинок твердомерзлый тонко-среднешлировой среднесетчатой крио-текстуры льдистый, легкий пылеватый, с включениями гравия и гальки до 5% - относится к сильнопучинистым грунтам. Осадка на рассчитанный ореол оттаивания составляет порядка 10-20 см. Осадка рассчитана как сумма коэффициента оттаивания и коэффициента сжимаемости, умноженная на глубину растепления: $(0,157+0,271) \cdot 34 = 14,6$ см.

- так как защитный футляр создает воздушную прослойку между трубой и грунтом, что является дополнительным теплоизолятором, тепло в грунт не уходит, соответственно растепление ММГ под футляром отсутствует;

- проектом предусмотрено устройство защитных свайных конструкций под футлярами, обеспечивающими проектное положение трубы и футляра и замена грунта песком под участками трубопроводов, не прокладываемых в футлярах.

4.2 Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость на участках подземной прокладки

В данном приложении приведены результаты расчета модели трубопровода в программе Старт (Версия 04.80 R1 лицензия 273).

1 Исходные данные

Версия 04.80 R1 (лицензия 273)

Объект трубопровод

Нормативный документ для оценки прочности ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия»

Температура монтажа, °С -30

Максимальная температура, °С 115

На рисунке 1 приведен участок профиля водовода высокого давления на подземном переходе через дорогу. На рисунке 8 - расчетная схема модели водовода в программе Старт.

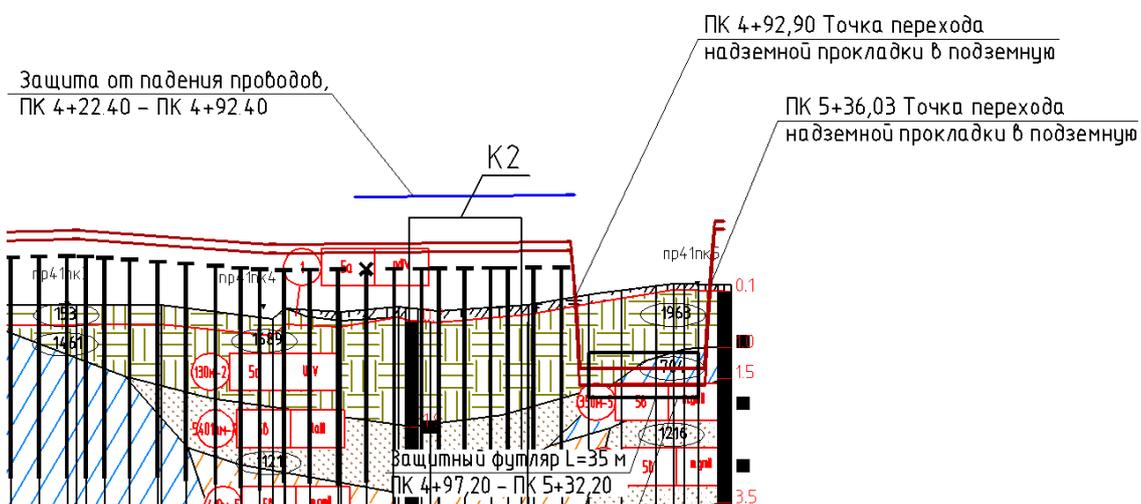


Рисунок 1 -



Рисунок 8 - Расчетная схема (модель трубопровода) в программе «Старт»

При поверочном расчете было выявлено, что при осадки грунта 20 см появляются дополнительные напряжения, в результате чего расчетные напряжения в трубопроводе превышают допустимые. Соответственно в расчете принято устройство замены грунта (подсыпка песком). В связи с тем, что песок является непучинистым грунтом, размеры осадки для проверки в расчете приняты 0,05 м.

4.3 Расчет толщины стенки проектируемых трубопроводов

1 Расчет толщины стенки нефтегазосборного трубопровода

Расчет толщины стенки нефтегазосборного трубопровода проведен по СП 34-116-97.

Толщина стенки трубопроводов согласно СП 34-116-97 находится из выражения:

$$t = \frac{\gamma_f \cdot \eta \cdot \rho_n \cdot d_e}{2 \cdot (R_1 + 0,6 \cdot \gamma_f \cdot \rho_n)},$$

где R_1 для трубопровода, транспортирующего продукт, не содержащий сероводород, определяется из выражения

$$R_1 = \min \left\{ \frac{R_{un} \cdot \gamma_c}{\gamma_m \cdot \gamma_n}; \frac{R_{yn} \cdot \gamma_c}{0,9 \cdot \gamma_n} \right\};$$

где R_{un} – нормативное временное сопротивление разрыву труб ($R_{un} = 490$ МПа для труб из стали 09Г2С);

R_{yn} – нормативное сопротивление, равное минимальному значению предела текучести ($R_{yn} = 343$ МПа для труб из стали 09Г2С);

$\gamma_n = 1$ – коэффициент надежности по назначению трубопровода;

$\gamma_c = 0,75$ – коэффициент условий работы трубопровода;

$\gamma_m = 1,47$ – коэффициент надежности по материалу;

d_e – наружный диаметр трубопровода, мм;

$\gamma_f = 1,15$ – коэффициент надежности по нагрузке;

$\eta = 1$ – коэффициент несущей способности труб;

$\rho_n = 4$ – рабочее давление, МПа.

Проектируемый нефтегазосборный трубопровод предусмотрен с заводским наружным и внутренним изоляционным покрытием. Гарантированный заводом-изготовителем срок эксплуатации покрытия – не менее 10 лет, среднестатистический срок службы нефтегазосборного трубопровода, согласно таблице 1.1 РД 39-132-94, равен также 10 годам. Для защиты внутренней полости трубопроводов от коррозии предусмотрена дозированная подача ингибитора коррозии.

2 Расчет толщины стенки водовода высокого давления

В связи с высокой температурой перекачиваемой продукции (115 °С) расчет толщины стенки проектируемых водоводов высокого давления выполнен в программе Старт, согласно требованиям ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия» (СП 34-116-97 не распространяется на проектирование продукции с температурой выше 100 °С).

Расчетная толщина стенки трубы (SR) находится из выражения:

$$S_R = \frac{P \cdot D}{2 \cdot \varphi_y \cdot \sigma + P},$$

где P – допускаемое внутреннее избыточное давление, МПа,

D – наружный диаметр трубы, мм;

φ_y – коэффициент прочности стыковых сварных соединений, для углеродистой и низколегированной стали равен 1;

σ – допускаемое напряжение, МПа.

$$P = \frac{2\sigma \cdot \varphi_y (s - c)}{D - (s - c)}$$

$$\sigma = \min \frac{\sigma_m}{2,4}; \frac{\sigma_p}{1,5};$$

где σ_m – временное сопротивление разрыву, 490 МПа для труб из стали 09Г2С;

σ_p – предел текучести, 343 МПа для труб из стали 09Г2С;

s – номинальная толщина стенки трубы, мм;

$$s \geq sp + c;$$

где sp – расчетная толщина стенки, мм;

$$c = c1 + c2.$$

где c1 – технологическая прибавка, равная минусовому отклонению толщины стенки по техническим условиям, мм;

c2 – прибавка на коррозию и эрозию, мм. Проектируемые водоводы высокого давления предусмотрены с заводским наружным и внутренним изоляционным покрытием. Прибавка на коррозию учтена за счет округления расчетных значений до сортаментного ряда.

Максимальное давление в проектируемом водоводе принято 4,0 МПа.

Результаты расчета приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Расчет толщины стенки водовода высокого давления

Наименование	Значение
Диаметр наружный, мм	219
Класс прочности, марка стали	K50, 09Г2С
Коэффициент прочности сварных соединений	1,0
Технологическое утонение, мм	0,625
Расчетная температура, °С	115
Рабочее давление, МПа	4,0
Расчетная толщина стенки трубы, мм	5,6
Принятая толщина стенки, мм	6

Вывод: Согласно выполненному расчету для строительства нефтегазосборного трубопровода приняты трубы 273х7 мм; для строительства водовода высокого давления – 219х6 мм.

4.4 Расчет сроков службы проектируемых трубопроводов

Эксплуатация трубопроводов возможна до того момента, когда толщина стенки труб из-за коррозии достигнет предельно допустимой величины $\delta_{отбр.}$, после этого дальнейшая эксплуатация трубопроводов запрещена.

Допустимое уменьшение толщины стенки $\Delta\delta$ рассчитывается по формулам раздела 7.5.4 РД 39-132-94 [8].

Для строительства нефтепроводов применены трубы с заводским наружным покрытием.

Согласно таблице 1.1 РД 39-132-94 [8] среднестатистический срок службы для нефтепроводов составляет 10 лет. Проектируемые трубопроводы должны эксплуатироваться не менее этого срока.

По опыту эксплуатации месторождений в Западно-Сибирском регионе средняя скорость коррозии нефтепроводов составляет 0,2 мм/год.

Расчетный срок службы трубопровода определяется:

$$T = (\delta_{заводс.} - \delta_{отбр.}) / V_{кор},$$

где: T – расчетный срок службы трубопровода, лет;

$\delta_{заводс.}$ – заводская толщина стенки, мм;

$\delta_{отбр.}$ – отбраковочная толщина стенки, мм (определяется в соответствии с РД 39-132-94 [8]);

$V_{кор}$ – скорость коррозии, мм/год.

4.5 Расчет времени застывания жидкости

Время остывания жидкости при надземной прокладке трубопровода рассчитывается по формуле:

$$\tau_{ост} = \frac{d_1^2 \cdot \gamma \cdot c}{4 \cdot k_\tau} \cdot \ln \frac{t_{нач} - t_\theta}{t_{кон} - t_\theta},$$

где $\tau_{ост}$ – время остывания жидкости при надземной прокладке трубопровода, ч.;

d_1 – внутренний диаметр трубопровода, м;

γ – объемный вес жидкости, кг/м³;

c – удельная теплоемкость жидкости, ккал/кг · град;

k_τ – линейный коэффициент теплопередачи трубы;

t_θ – температура внешней среды (воздух), град;

$t_{нач}$ – температура жидкости в момент начала остывания, град;

$t_{кон}$ – конечная температура жидкости (например, температура, при которой жидкость замерзает), град.

$$k_\tau = \frac{1}{\frac{1}{2\lambda} \cdot \ln \frac{d_2}{d_1} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot d_2}},$$

где d_2 – наружный диаметр трубопровода, включая теплоизоляцию, если она имеется м;

λ – коэффициент теплопроводности стенки трубы (или теплоизоляции), ккал/м · ч · град;

α_2 – коэффициент теплопередачи на наружной поверхности трубы, ккал/м² · ч · град;

Для расчета коэффициента теплоотдачи на наружной поверхности надземного трубопровода можно принимать формулу:

$$\alpha_2 = \exp(1,08 + 0,6 \cdot \ln v - 0,4 \cdot \ln d_2),$$

где v – скорость ветра, м/с.

Исходные данные по проектируемым трубопроводам представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Исходные данные

Трубопровод	d_1	d_2	c	$t_в$	$t_{нач}^*$	$t_{кон}^{**}$	γ	λ	ν
Нефтегазосборный трубопровод	0,143	0,159	0,499	-41	27,34	-15	840	0,036	2,6

* - за $t_{нач}$ принята температура жидкости на узле запорной арматуры в соответствии с результатами гидравлического расчета;

** - за $t_{кон}$ принята температура застывания скважинной нефти

Результаты расчетов представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Результаты расчетов времени, на которое тепловая изоляция может предохранить транспортируемую жидкость от замерзания при остановке ее движения

Трубопровод	Время, час
Нефтегазосборный трубопровод	75,9

Таким образом, на основе проведенных расчетов, установлено, что на надземных теплоизолированных участках не произойдет застывание жидкости в период проведения ремонтных и аварийно-восстановительных работ, продолжительность которых должна быть не более 72 часов.

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Проблемы эффективного ресурсопотребления и ресурсосбережения всегда являлись достаточно актуальными. Все технологические процессы сопровождаются потреблением первичных ресурсов, таких как земля, вода, воздух, топливо (энергия), материальные и трудовые ресурсы. Формирование и реализация стратегии ресурсосбережения на всех уровнях управления – один из важнейших вопросов стратегического менеджмента, так как ресурсоемкость является второй стороной товара, когда первой является его качество.

В данном разделе проекта произведены расчеты затрат на ремонт промыслового нефтегазосборного трубопровода проложенного в условиях Крайнего Севера.

5.1 Организация ремонтного хозяйства

Ремонтные работы на трубопроводах (замена аварийных участков, устранение отказов) проводятся силами и средствами ремонтных бригад. Капитальный ремонт трубопроводов будут осуществлять специализированные предприятия по отдельным договорам.

Примерный список техники и оборудования, необходимой при проведении ремонтных работ, приведен в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Примерный список технической оснащенности предприятия для проведения ремонтных и аварийно-восстановительных работ

Техника и оборудование	Количество, ед.
Вездеход типа «Витязь» ДТ-ЗОП	1
Экскаватор на пневмо- или гусеничном ходу	1
Бульдозер на базе трактора с рыхлителем	1
Самосвал повышенной проходимости	1
Трубоукладчик	2
Снегоболотоходы типа ШСГ-401	2
Автомобили повышенной проходимости типа УАЗ	1
Вахтовые автобусы повышенной проходимости	2
Автоцистерны повышенной проходимости Ют	1
Оборудование	
Агрегаты сварочные	2
Нефтесборщик типа «Lamog»	1
Мотопомпы	2
Труборезы механические	2
Труборезы ручные	2
Труборез с эл. приводом для безогневой резки труб типа МРТ 219- 820 «Волжанка»	1
Установка хол. Врезки в трубопровод типа УХВ-150	1
Центратор наружный звенный -531	1
Вышка осветительная	1
Переносной взрывозащищенный аккумуляторный светильник типа ELM01	2-3
Дизельная электростанция	1
Резервуар разборный	2-3
Боны заградительные	100-200 м
Канат капроновый для установки боновых заграждений	30 м
Бензопила	1
Лестница искробезопасная длиной 2-3 м	1

В таблице 5.1 перечислено основное оборудование и техника. Перед началом ремонтных или аварийно-восстановительных работ рабочим предоставляются и другие необходимые инструменты, вспомогательное оборудование (переносные сигнальные знаки, лопаты, грабли, ведра, слесарный инструмент), средства связи (переносные радиостанции), переносные газоанализаторы, медицинские средства (носилки санитарные складные, аптечка, шины) и др.

Для проектируемых трубопроводов предусмотрен аварийный запас труб, арматуры и других материалов, входящий в общий аварийный запас оборудования, труб, арматуры, материалов компании.

Материал и толщина стенки труб (деталей) аварийного запаса должны соответствовать заложенным в проектной документации трубам (деталям).

При производстве работ в охранной зоне существующих коммуникаций необходимо оформить письменное разрешение на право производства земляных работ в охранной зоне, которое выдается организацией, ответственной за эксплуатацию этих коммуникаций.

Сведения о проведенных ремонтных работах в пятнадцатидневный срок должны быть внесены в исполнительную техническую документацию и паспорт трубопровода.

Доставка материалов осуществляется со склада автомобильным транспортом.

5.2 Потребность в основных строительных машинах и механизмах

Потребность в основных строительных машинах и механизмах определена в соответствии с «Пособием по разработке проектов организации строительства крупных промышленных комплексов с применением узлового метода к СНиП 3.01.01-85» (глава 10 «Определение потребности в основных строительных машинах, транспортных средствах»), исходя из объемов работ, сроков строительства, производительности машин и механизмов и представлена в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Вспомогательная техника, машины, механизмы и оборудование

Наименование машин и механизмов	Марка или тип	Количество	Технологический процесс
Автоцистерна (емкость цистерны 6500 л)	АЦТП-6,5	2	Доставка воды
Топливозаправщик (емкость цистерны 10000 л)	АЦН-10 КамАЗ 44108	3	Транспортировка ГСМ
Ассенизационная машина		1	Очистка накопительных баков
Передвижная прожекторная мачта	ПОУ-3	10	Освещение строительной площадки
Автомобиль бортовой	КАМАЗ-43118	>2	Перевозка пенообразователей
Емкости с фторсинтетическим пленкообразующим пенообразователем	Определить ППР	>8	Пожаротушение
Мотопомпы	Определить ППР	>2	Подача пенного раствора к местам возгорания
Автобус	Урал 32551 (Вахта)	4	Доставка вахт

5.3 Потребность строительства в топливе и горюче-смазочных материалах

Потребность в топливе и горюче-смазочных материалах для строительной техники определена по нормам потребления ГСМ, приведенных в территориальных сметных нормах и расценках, с учетом индивидуальной нормы расхода топлива на единицу рабочего времени каждой из задействованной строительной единицы техники.

Таблица 5.3 - Потребность в горюче-смазочных материалах для строительной техники

Наименование	Ед. изм.	Потребность
Дизельное топливо	т	112
Бензин	т	11
Смазочные материалы (гидравлическая жидкость)	т	1

5.4 Потребность строительства в электрической энергии, паре, воде

Обеспечение строительства энергоресурсами и водой предусмотрено осуществлять следующим образом:

- электроснабжение от передвижных дизельных электростанций подрядчика;

- сжатым воздухом - от передвижных компрессоров;
- кислород и пропан доставлять в баллонах на специально оборудованных автомашинах, либо автомобильных газификационных установках;
- водоснабжение на производственные и хозяйственные нужды предусмотрено привозной водой;
- теплоснабжение временных зданий и сооружений, расположенных на строительной площадке от электронагревательных приборов заводского изготовления. Потребность в энергоресурсах и воде определена в соответствии с нормами, приведенными в «Расчетных показателях для составления проектов организации строительства», действующих строительных норм и правил, государственных стандартов Российской Федерации, ведомственных строительных норм.

5.5 Потребность в воде

Предлагаемые решения по водоснабжению приняты в соответствии с (СП 8.13130.2009, ГОСТ 2761-84*, ГОСТ Р 51232-98, СП 30.13330.2012, СП 31.13330.2012, СП 32.13330.2012 и др.) а также с учетом сложившейся практики строительства объектов нефтегазовой отрасли.

Хозяйственно-бытовые, пищевые нужды

Расчетный суточный расход воды на хозяйственно-питьевые нужды работающих определен согласно пособию по разработке проектов организации строительства крупных промышленных комплексов с применением узлового метода (к СНиП 3.01.01-85), раздел 11,

СП 31.13330.2012, СП 30.13330.2012, ВСН 199-84.

Питьевая вода должна соответствовать требованиям СанПиН 2.1.4.1175-02, СанПиН 2.1.4.1074-01, ГОСТ 2761-84*.

Расход воды для хозяйственно-питьевых нужд на период строительства Q , $м^3$

$$Q = \left(\frac{\sum q * N * k_{см}}{1000} + \frac{q_d * N_d}{1000} \right) * T$$

где q - удельное потребление, 25 л/ смену;

q_d - расход воды на прием душа одним человеком, 30 л/ смену;

N - количество работающих в смену, чел;

N_d - число рабочих пользующихся душем в наиболее многочисленную смену, чел;

$K_{сут} = 0,7$ - коэффициент суточной неравномерности водопотребления;

T - нормативная продолжительность строительства основных объектов, в сутках.

Водоснабжение строительной площадки для хозяйственно-бытовых нужд предусмотрено привозной водой.

Воду используемую для питьевых целей необходимо подвергать кипячению с помощью лицензированных бытовых приборов которыми оборудованы временные административно-бытовые и социально-бытовые помещения.

Горячее водоснабжение для гигиенических, и бытовых нужд должно быть автономное, подогрев воды должен осуществляться электро-водонагревателями заводского изготовления.

Производственные нужды (строительные)

В ходе ведения строительно-монтажных работ возникает потребность в воде для строительных целей, таких как приготовление бетонов и растворов, поливка, промывка, испытания и т.п.

Доставку воды для строительных целей следует выполнять автоцистернами предназначенными для перевозки не пищевых продуктов.

До начала использования воды для строительных целей необходимо выполнить её анализ с целью выяснения химического состава и заключением о возможности применения данной воды для необходимых строительных нужд.

Потребность в воде для приготовления бетонов растворов, их увлажнения и т.п цели определены по нормативной потребности сборников ЕНиР. ГЭСН, ТЭР.

Объем воды, необходимый для промывки трубопроводов и их испытания определен расчетным путем ведущими отделами.

Вода для промывки и испытаний трубопроводов поступает с существующей системы ППД.

После проведения гидроиспытаний водовода, вода сбрасывается в существующую систему трубопроводов для дальнейшего использования в системе ППД.

Противопожарные нужды

Потребность воды для пожаротушения согласно «Расчетным нормативам для составления проектов организации строительства» (часть II), принимается не менее 20 л/с для всех объектов при площади площадок до 50 га.

Для обеспечения пожарной безопасности на строительной площадке, проектом предусматривается устройство временных резервуаров позволяющих выполнить запас воды объемом не менее 200 м³.

Таблица 5.4 - Потребность в воде в период строительства

Хозяйственно-бытовые нужды, м ³	Производственные нужды (в т. ч. промывка и испытание), м ³	Противопожарные нужды, м ³	Итого общая потребность в воде, м ³
1293	203 (70)	200	1696

5.6 Определение потребности в кислороде и сжиженном газе (пропан-бутане)

Потребность в строительных газах определена согласно государственным элементным сметным нормам ГЭСН-2001 исходя из норм потребления при их использовании.

Обеспечение строительства газами следует производить завозом их в обменных газовых баллонах. Баллоны, наполненные газом, а также пустые баллоны должны транспортироваться на специально оборудованных автомашинах с соблюдением требований приказа Минтруда России №642н. Баллоны необходимо подвозить по мере того, как будут заканчиваться ранее привезенные. Согласно ПОТ Р М-026-2003, запрещается совместное транспортирование кислородных и ацетиленовых баллонов как наполненных, так и порожних. Перемещение газовых баллонов по строительной площадке осуществлять только на специальной тележке, предназначенной для перемещения газовых баллонов.

В соответствие с требованиями приказа Ростехнадзора от 25.03.2014 N 116 баллоны, наполненные газами, хранят в специальных складских помещениях или на открытых площадках под навесом, защищающим их от атмосферных осадков и прямых солнечных лучей. Складское хранение в одном помещении баллонов с кислородом и горючими газами запрещается. Хранение баллонов на строительной площадке необходимо соблюдать в соответствии с ВНТП 3-85 и постановлением Правительства РФ №390. По окончании работы баллоны с газом должны размещаться в специально отведенном для хранения баллонов месте, исключая доступ к ним посторонних лиц. На основании требований ПОТ Р 0-14000-007-98 склады для хранения баллонов со сжатыми и сжиженными газами могут быть открытыми, полузакрытыми, закрытыми и размещаться не ближе 20 м от производственных, административно-бытовых и складских зданий.

Таблица 5.5 - Общая потребность в строительных газах

Наименование	Ед. изм.	Потребность
Кислород	м ³	475
Пропан-бутан	кг	234

Определение потребности в электроэнергии

Потребителями электрической энергии в период строительства являются:

- временный жилой вахтовый городок строителей;

- электроинструменты приборы и механизмы задействованные в период

СМР. Потребность в электроэнергии для нужд строительства определена по показателям её расхода потребителями в период строительства. Показатели потребности в электроэнергии представлены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 - Потребность в электроэнергии на период строительства

Потребность в электрической энергии, кВт-ч.	
Для городка строителей на период строительства	Для обеспечения строительной площадки
848554	37240

Потребность в электроэнергии, кВА, определена на период выполнения максимального объема строительно-монтажных работ по формуле:

$$P = L_x \left(\frac{K_1 P_M}{\cos E_1} + K_3 P_{O.B} + K_4 P_{O.H} + K_5 P_{CB} \right)$$

где $L=1,05$ - коэффициент потери мощности в сети;

P_M - сумма номинальных мощностей работающих электромоторов (трамбовки, вибраторы, шлейфмашины и т.д.);

P_{O3} - суммарная мощность внутренних осветительных приборов, устройств для электрического обогрева (помещения для рабочих, здания складского назначения);

$P_{Oж}$ - то же, для наружного освещения объектов и территории;

P_{CS} - то же, для сварочных трансформаторов;

$\cos E_1=0,7$ - коэффициент потери мощности для силовых потребителей электромоторов;

$K_1 = 0,5$ - коэффициент одновременности работы электромоторов;

$K_3 = 0,8$ - то же, для внутреннего освещения;

$K_4= 0,9$ - то же, для наружного освещения;

$K_5 = 0,6$ - то же, для сварочных трансформаторов.

Согласно ПУЭ глава 7.3 «Электроустановки во взрывоопасных зонах», ДЭС необходимо разместить от взрывопожароопасных объектов на расстоянии не менее 100 м. вблизи остальных объектов ДЭС размещаются в соответствии с таблицей 1 СНиП II-89-80*.

Для покрытия необходимых нагрузок проектом предусмотрено использовать дизельные электростанции представленные в таблице 8.

Таблица 8 - Потребность в электроэнергии на период строительства

Наименование основных потребителей	Принятая ДЭС (мощность, кВт А)	Кол-во, шт.	Потребность, кВт-ч
Городок строителей	315	2	848554
Приборы и механизмы	30	2	37240

5.7 Расчет времени на проведение мероприятия

Определим нормы времени для установки понтона на резервуар. Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е5-22» [2] время на выполнение мероприятия представлено в таблице 5.9.

Таблица 5.9– Время на проведение мероприятия

Операция	Время, ч
Подготовительные работы	40
Земляные работы	90
Очистные и изоляционно-укладочные работы	65
Сварочные работы	70
Испытания трубопроводов	35

Согласно единым нормам расценки на выполнение мероприятия всего потребуется 300 часов.

5.8 Потребность строительства в кадрах

Принимается ведение СМР двумя вахтовыми потоками. Данные потоки сменяют друг друга по истечению вахтового периода одного из потоков. Вахтовый период приравнивается к установленному заказчиком режиму труда и отдыха.

Списочная численность основных рабочих и механизаторов, находящихся на объекте строительства (вахте) определена в соответствии с «Методическими рекомендациями, предназначенными для определения дополнительных затрат, связанных с выполнением строительного-монтажных работ вахтовым методом».

$$Ч_p = \sum_{i=1}^n T_i : \left(8 \times k_{пер} \times (1 - k_{с.в}) \times \sum_{i=1}^n t_i \right),$$

где $Ч_p$ - численность основных рабочих;

T_j - трудоемкость выполнения строительного-монтажных работ, чел. ч определенная по ГЭСН;

$K_{пер}$ - 1,8 коэффициент переработки при 11-ти часовой рабочей смене;

$K_{св}$ - 0,08 усредненный коэффициент снижения выработки при 11-ти часовой рабочей смене;

t_1 - продолжительность выполнения работ, дней; n - количество вахтовых потоков по графику сменяемости,

n - количество вахтовых потоков по графику сменяемости,

8 - нормативное количество рабочих часов в день при 40-часовой рабочей недели.

Нормативная трудоемкость определена по локальным сметам. Результат расчета и общая потребность в работающих одного вахтового потока с разбивкой по категориям приведена в таблице 5.10.

Таблица 5.10 - Общая потребность в работающих одного вахтового потока с разбивкой по категориям

Период строительства, мес.	Трудоемкость СМР, чел.- час.	Общая числен, работ.	В том числе по категориям, чел.			
			Рабочие 83,9%	ИТР 11 %	Служащие 3,6 %	МОП и охрана 1,5%
16,3	295168	67	55	8	3	1

Списочная численность основных рабочих и механизаторов вахтового персонала ($Ч_в$) определяется числом рабочих, находящихся на объекте (на вахте) ($Ч$) и на межвахтовом отдыхе ($Ч_0$). Численности основных рабочих и механизаторов, находящихся на объекте и на межвахтовом отдыхе, равны между собой:

$$Ч_в = Ч + Ч_0$$

Таким образом, общая списочная численность вахтового персонала задействованного при строительстве данного объекта составит - 134 чел.

Количество бригад и их численность может, изменяться в зависимости от условий и обстановки, складывающейся в ходе строительства.

Потребность в основных строительных машинах и механизмах определена в соответствии с «Пособием по разработке проектов организации строительства крупных промышленных комплексов с применением узлового метода к СНиП 3.01.01-85» (глава 10 «Определение потребности в основных строительных машинах, транспортных средствах»), исходя из объемов работ, сроков строительства, производительности машин и механизмов и представлена в таблице 5.11.

Таблица 5.11 - Вспомогательная техника, машины, механизмы и оборудование

Наименование машин и механизмов	Марка или тип	Количество	Технологический процесс
1 Автоцистерна (емкость цистерны 6500 л)	АЦТП-6,5	2	Доставка воды
2 Топливозаправщик (емкость цистерны 10000 л)	АЦН-10 КамАЗ 44108	3	Транспортировка ГСМ
3 Ассенизационная машина		1	Очистка накопительных баков
4 Передвижная прожекторная мачта	ПОУ-3	10	Освещение строительной площадки
5 Автомобиль бортовой	КАМАЗ-43118	>2	Перевозка пенообразователей
6 Емкости с фторсинтетическим пленкообразующим пенообразователем	Определить ППР	>8	Пожаротушение
7 Мотопомпы	Определить ППР	>2	Подача пенного раствора к местам возгорания
8 Автобус	Урал 32551 (Вахта)	4	Доставка вахт

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью выполнения данного раздела магистерской работы является выявление и анализ перечисленных опасностей в рабочей зоне. Место проведения работ – промышленный трубопровод. Условия – открытая территория.

При выполнении всех строительно-монтажных работ необходимо строго соблюдать требования защиты окружающей природной среды, сохранения ее устойчивого экологического равновесия, и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране природы.

Строительная организация, выполняющая прокладку линейной части трубопровода, несет ответственность за соблюдение проектных решений, связанных с охраной окружающей природной среды, а также за соблюдение государственного законодательства по охране природы.

6.1 Техногенная безопасность.

6.1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды

Метеорологические условия

Согласно приложения 13 Р 2.2.2006-05 рассматриваемый район относится к климатическому региону Ib (IV) (минус 42 °С, 1,3 м/с). При работах на открытых территориях в холодный период года класс условий труда оценивается как вредный.

Для работающих на открытом воздухе в холодное время предусмотрены перерывы для обогрева в соответствии со статьей 109 Трудового кодекса РФ, МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха, работающих в холодное время на открытой территории или в не отапливаемых помещениях».

Световая среда

Оценка параметров световой среды не проводилась, т.к. обход трасс трубопроводов проводится в светлое время суток.

Тяжесть и напряженность трудового процесса

По тяжести при перемещении в пространстве, обусловленном технологическим процессом – 2 класс условий труда (допустимый), по напряженности трудового процесса по фактической продолжительности рабочего дня – 2 класс условий труда (допустимый); по сменности работы и наличию регламентированных перерывов – 1 класс условий труда (оптимальный).

Общая оценка условий труда

Согласно Р 2.2.2006-05 условия труда на рабочих местах проектируемых объектов (принимаются по худшему показателю) отвечают гигиеническим требованиям и относятся к классу 3.1 (вредному 1 степени).

6.1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды

Молниезащита, заземление

Молниезащита проектируемых сооружений выполнена согласно СО 153 34.21.122 2003. Проектируемые сооружения (узлы запорной арматуры) по устройству молниезащиты, относятся к специальным объектам. Надежность защиты от прямых ударов молнии – 0,90.

Молниезащита узлов запорной арматуры и узлов запуска и приема ОУ на трубопроводах от прямых ударов молнии представлена молниеотводами высотой 8.5 м.

Для защиты от вторичных проявлений молнии, а также для защиты от статического электричества, проектом выполнено присоединение корпусов задвижек к заземляющему устройству.

В зону защиты молниеотводов входит пространство над задвижками (как от закрытого технологического аппарата) – полусферой с радиусом 3 метра. Заземляющие защитные устройства (ЗУ) узлов запорной арматуры выполняется в соответствии с ПУЭ с сопротивлением растеканию тока защитного ЗУ не более 4 Ом.

Электрохимическая защита

Электрохимическую защиту трубопроводов в соответствии с п. 10.2 СП 34-116-97 допускается не применять, если защитные покрытия обеспечивают надежную эксплуатацию в течение всего срока службы. Согласно п. 3.7 ГОСТ Р 51164-98, также допускается не применять электрохимическую защиту при обеспечении безопасной эксплуатации и исключения экологического ущерба. Технические решения, представленные в проектной документации, обеспечивают уровень приемлемого риска и достаточную безопасность производства.

6.2 Экологическая безопасность.

По ГОСТ 12.1.005-88 нефть относится к III классу опасности (по аэрозолю), предельно-допустимая концентрация (ПДК) в воздухе рабочей зоны – 10 мг/м³ (по аэрозолю); углеводородные газы и пары нефти – к IV классу, ПДК – 300 мг/м³; одорант – ко II классу, ПДК – 1 мг/м³. В регламентном режиме работы

нефтегазосборного трубопровода возможны выделения нефтяного газа (допустимые протечки фланцевых соединений на узле запорной арматуры, узле подключения ИУ), которые рассеиваются естественными воздушными потоками, при этом концентрация этих газов снижается до безопасного уровня. Проводить расчет рассеивания загрязняющих веществ в период эксплуатации трубопроводов из-за незначительных выбросов не целесообразно. Следовательно, при эксплуатации проектируемого объекта соблюдаются нормативные требования к качеству атмосферного воздуха населенных мест.

Опасный уровень выбросов транспортируемого продукта возможен только в аварийной ситуации. В этом случае допуск персонала к проведению ремонтных работ возможен, если содержание газа и паров нефти в воздухе зоны производства работ не выше предельно-допустимых концентраций по санитарным нормам. В пересчете на углерод ПДК С1-С10 равна 300 мг/м³.

В зависимости от содержания в воздухе рабочей зоны вредных веществ производство относится ко 2 классу условий труда (допустимому).

6.3 Организационные мероприятия обеспечения безопасности.

Для защиты персонала от вредных факторов производственной среды, от механических повреждений служит спецодежда, спецобувь, средства защиты рук, противогазы и др. Спецодежда должна быть гигиеничной, способствовать хорошей терморегуляции организма; удобной для надевания, носки и работы в ней, надежной в эксплуатации, должна быть изготовлена из специальных термостойких тканей с масловодоотталкивающей пропиткой.

Спецобувь должна обеспечивать защиту ног от травм, от нефтепродуктов, от низких температур, перегревания и ожогов, пылящих и загрязняющих веществ.

К средствам защиты рук относятся рукавицы, перчатки, полуперчатки.

К специальным средствам защиты кожи относятся защитные пасты, мази и кремы.

Для защиты глаз персонал должен применять защитные очки, щитки, маски.

Для защиты от повреждений головы должны применяться каски.

При работе с электрооборудованием обслуживающий персонал должен иметь при себе изолирующую подставку, резиновый коврик (дорожку), щитки, диэлектрические перчатки, калоши или боты.

К ведению огневых работ сварщики допускаются в теплостойких костюмах, защищающих от искр, брызг расплавленного металла и окалины.

Не разрешается приступать к работе в спецодежде, не соответствующей размеру и росту рабочего, с незастегнутыми полами куртки и т.п, в неисправной, загрязненной спецодежде и спецобуви.

Спецодежда для теплого и холодного периода года, средства индивидуальной защиты (СИЗ) выдаются работникам согласно внутренним стандартам ООО «Иркутская нефтяная компания».

Спецодежда, спецобувь, противогазы и другие СИЗ должны быть сертифицированы. СИЗ хранятся в административно-бытовом корпусе. Приобретение СИЗ и обеспечение ими работников производится за счет средств предприятия.

Спецодежда должна отвечать требованиям промышленной безопасности и производственной санитарии, быть максимально удобной и современной, должна быть изготовлена из термостойких и антистатических материалов.

Для защиты органов дыхания и глаз от вредного воздействия ядовитых паров и газов участвующим в ликвидации аварии необходимо применять фильтрующие противогазы или воздушные дыхательные аппараты.

На предприятии имеются в необходимом количестве дежурные противогазы, диэлектрические перчатки, резиновые коврики и медицинские аптечки.

В случае возникновения на объекте аварийной ситуации, обслуживающий персонал должен быть готов к действиям по ликвидации последствий без ущерба для своего здоровья. Для этого каждый рабочий должен иметь закрепленный за ним противогаз, диэлектрические перчатки, резиновый коврик и медицинскую аптечку, содержать их в исправном состоянии и уметь ими пользоваться. Кроме того, персонал обеспечивается дежурными шланговыми противогазами ПШ-1 или ПШ-2 и газоанализаторами.

Персонал, обслуживающий проектируемые промысловые трубопроводы, на территории вахтового поселка Даниловского НГКМ. Междусменный отдых предусматривается в вахтовом поселке, где имеются следующие санитарно-бытовые помещения, обеспечивающие условия для рабочих и служащих в соответствии с требованиями СНиП 2.09.04-87* (группы производственных процессов 2г):

- гардеробно – душевая;
- сушильная спецодежды;
- умывальные и санитарные узлы;
- столовая;

- баня, сауна;
- медпункт.

6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Несмотря на принятые в проектной документации решения, направленные на исключение разгерметизации трубопроводов и предупреждение аварийных проливов транспортируемого продукта, совершенно исключить вероятность возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации трубопроводов нельзя. Поэтому при обходе и осмотре трасс необходимо уделять повышенное внимание надземным участкам трубопроводов, где наиболее вероятно возникновение трещин и разрывов.

К аварийным ситуациям (отказам) относятся нарушения работоспособности трубопроводов, связанные с нарушением герметичности трубопроводов или запорной арматуры, с снижением пропускной способности трубопроводов.

При обнаружении повышения или понижения давления в трубопроводах, а также при визуальном обнаружении утечек линейные обходчики должны сообщить о нарушении технологического режима непосредственному руководству и дежурному диспетчеру НГКМ. По распоряжению непосредственного руководителя, линейные обходчики должны закрыть арматуру в начале и в конце аварийного участка трубопровода (см. графическую часть 101/51-09/13-ТКР.ГЧ-001). Также принять меры по прекращению поступления рабочего продукта в трубопровод (закрыть задвижки на технологических площадках и отключить насосы).

В соответствии с РД 39-132-94 отказы делятся на некатегорийные и категорийные, сопровождаемые несчастными случаями и пожарами.

К категорийным относятся отказы, которые расследуются в соответствии с инструкцией Ростехнадзора, некатегорийные расследуются в соответствии с РД 39-0147103-392-86.

Некатегорийные отказы промышленных трубопроводов подразделяются на две группы.

К первой группе относятся отказы на внутривысочных напорных внутри- и межпромышленных нефтепроводах на участках от ДНС до ЦПС и далее до магистральных нефтепроводов.

Ко второй группе отказов относятся аварии на газопроводах, на нефтесборных трубопроводах от ИУ до ДНС, а также на водоводах.

Виды некатегорийных отказов представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Виды некатегорийных отказов

Возможная аварийная ситуация	Меры по устранению аварийных ситуаций
Разрывы и трещины по основному металлу труб, по продольным и кольцевым швам	Ограждение аварийного участка; локализация утечки; уточнение объемов работ по ликвидации аварии; ликвидация разрыва, устранение последствий аварии
Негерметичность по причине коррозии внутренней и внешней	Отключение трубопровода; определение аварийного свища; освобождение трубопровода от продукта; вырезка катушки; вварка новой, контроль сварных швов радиографированием; замена изоляции
Негерметичность запорной арматуры	Проверка работоспособности арматуры; выявление причин дефекта; устранение дефекта, при необходимости, замена арматуры
Потеря герметичности трубопровода от внешних механических воздействий	Отключение трубопровода; определение места утечки; ликвидация дефекта и последствий аварии
Потеря пропускной способности трубопровода	Ликвидация потери пропускной способности с помощью пропуска подогретой до температуры не выше 60 °С нефти

Техническое расследование причин аварий производится на основании «Порядка проведения технического расследования причин аварий, инцидентов и случаев утраты взрывчатых материалов промышленного назначения на объектах, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору», утвержденного Приказом Ростехнадзора № 480 от 19.08.2011 г.

В случае необходимости могут быть привлечены сторонние организации, с которыми ООО «Иркутская нефтяная компания» заключило договор.

Все отказы на трубопроводах подлежат отдельному расследованию и учету. Назначается действующая комиссия в составе председателя (ведущего технолога), механика цеха, мастера участка. Комиссия устанавливает причины аварии, конкретных виновников, намечает необходимые мероприятия по предупреждению подобных аварий в дальнейшем. По окончании расследования необходимо составить, подписать и утвердить акт в двух экземплярах согласно положению.

Все отказы необходимо регистрировать в журналах учета отказов трубопроводов в течение 24 часов с момента их возникновения.

Аварийный запас труб и материалов для проектируемых трубопроводов входят в состав аварийного запаса для месторождений и хранятся на складе.

6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

1. Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 26 декабря 2005 г.).
2. Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.
3. Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изменениями и дополнениями, вступившими в силу с 13.04.2014 г.).
4. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03.
5. Инструкции по технике безопасности предприятия.
6. ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда».
7. Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г.
8. Закон о пожарной безопасности №69-ФЗ, принят 21.12.1994 г (с дополнениями и изменениями от 22.08.1995 г, от 18.04.1996г, от 24.01.1998 г, от 27.12.2000 г.).
9. Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992г.

На месторождении действует вахтовый метод работы с организацией работ в непрерывном режиме. Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников. Основные положения этого метода: продолжительность вахты, режимы труда и отдыха, гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом, регламентированы главой 47 Трудового Кодекса РФ. Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность работ по времени – не более 160 часов в месяц. Режим работы персонала – посменный, количество смен – 2, смена – 12 часов в сутки. Началом отсчета рабочего времени смен является 8 и 20 час соответственно. Продолжительность вахты составляет 15 календарных дней.

Дежурный персонал несет круглосуточное дежурство. Режим работы дежурного персонала – посменный, количество смен – 2, смена – 12 часов в сутки. Продолжительность рабочей смены (при вахтовом методе работы) не превышает 12 часов.

Административно-управленческий персонал работает в одну смену. Продолжительность рабочей смены 8 часов.

Обслуживание промысловых трубопроводов проводится в дневную смену продолжительностью 11 часов.

Регламентированные перерывы продолжительностью 30 минут устраиваются через 1 – 2 часа после начала смены и через 2 часа после обеденного перерыва продолжительностью 40 минут. Конкретная продолжительность такого перерыва устанавливается правилами внутреннего трудового распорядка.

График учитывает установленную законом продолжительность рабочего времени на учетный период (40 часов в неделю) и соответствует режиму производственного процесса.

В графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту туда и обратно. Часы переработки рабочего времени в пределах графика на вахте в соответствии со статьей 301 Трудового кодекса Российской Федерации № 197-ФЗ накапливаются в течение календарного года и суммируются до целых рабочих дней с последующим предоставлением дополнительных дней междувахтового отдыха. Неиспользованное время междувахтового отдыха присоединяются к очередному отпуску работников.

В выходные и праздничные дни в структурных подразделениях, в аппарате управления может вводиться дежурство для бесперебойного разрешения текущих неотложных вопросов.

Заключение

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе подробно освещена технология проектирования промысловых трубопроводов в условиях Крайнего Севера

Проведены инженерно-геологические исследования территории строительства. По результатам исследований получена полная характеристика этих участков для дальнейшего принятия технических решений.

Рассмотрены вопросы охраны труда и промышленной безопасности, вопросы охраны окружающей среды и компенсации негативного воздействия на окружающую среду.

Предложенные технические решения и методы выполнения работ в сложных природно-климатических условиях могут быть использованы для дальнейшего развития системы трубопроводного транспорта Западной Сибири и других регионов страны в рамках развития топливно-энергетического комплекса в целом, повышения надежности трубопроводных систем, обеспечения бесперебойной доставки углеводородного сырья потребителям, а также сокращения стоимости строительства.

Список использованных источников

1. СНиП 22-01-95 «Геофизика опасных природных воздействий»
2. ВСН 26-90 «Инструкция по проектированию и строительству автомобильных дорог нефтяных и газовых промыслов Западной Сибири»
3. СП 50-101-2004 «Проектирование и устройство оснований и фундаментов зданий и сооружений»
4. СП 11-105-97 «Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть I. Общие правила производства работ»
5. СНиП II-7-81 «Строительство в сейсмических районах (С Изменениями и дополнениями)»
6. Распоряжения Правительства РФ № 1047-р от 21.06.2010 г.
7. Федеральный закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ (ред. от 02.07.2013) «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»
8. РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов»
9. СП 34-116-97 «Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов»
10. Федеральный закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»
11. ВСН 51-3-85 «Проектирование промысловых стальных трубопроводов»
12. ПБ 03-517-02 «Общие правила промышленной безопасности для организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов»
13. Федеральный закон от 21.07.97 № 116-ФЗ (от ред. 02.07.2013) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»
14. ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»
15. ГОСТ 25129-82 «Грунтовка ГФ-021. Технические условия»
16. СНиП 41-03-2003 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»
17. ВСН 006-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка»
18. ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция»

19. Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»
20. СНиП 2.05.06-85 «Магистральные трубопроводы»
21. ВСН 005-88 «Строительство промышленных стальных трубопроводов. Технология и организация»
22. СНиП 3.02.01-87 «Земляные сооружения, основания и фундаменты»
23. ГОСТ Р 54808-2011 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов»
24. ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Очистка полости и испытание»
25. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов»
26. ГОСТ 12.4.026-2001 «ССБТ. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний»
27. СН 452-73 «Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов»
28. ГОСТ 10704-91. «Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент»
29. ГОСТ 10705-80. «Трубы стальные электросварные. Технические условия»
30. ГОСТ 8732-78. «Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент»
31. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов : [Учеб. пособие для вузов по направлению "Нефтегазовое дело", специальности "Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ"] / Л. А. Бабин, П. Н. Григоренко, Е. Н. Ярыгин, 245,[1] с. ил. 20 см, М. Недра 199;
32. «Справочник по строительству на вечномерзлых грунтах» Стройиздат 1977 г., под. ред. Ю.Я. Вели;
33. СНиП 2.02.01-83* «Основания зданий и сооружений»
34. Р 2.2.2006-05 «Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда»

35. МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха, работающих в холодное время на открытой территории или в не отапливаемых помещениях»
36. СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций»
37. ГОСТ 12.1.005-88* ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
38. РД 39-0147103-376-86 «Табель технического оснащения участков по аварийно-восстановительному ремонту промысловых трубопроводов»;
39. «Порядок проведения технического расследования причин аварий, инцидентов и случаев утраты взрывчатых материалов промышленного назначения на объектах, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору», утвержденного Приказом Ростехнадзора № 480 от 19.08.2011 г.
40. Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 26 декабря 2005 г.)
41. Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г
42. Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изменениями и дополнениями, вступившими в силу с 13.04.2014 г.)
43. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
44. ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»
45. СНиП .21/2.11.567-96 «Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий» от 31.10.1996 г
46. Закон о пожарной безопасности №69-ФЗ, принят 21.12.1994 г (с дополнениями и изменениями от 22.08.1995 г, от 18.04.1996г, от 24.01.1998 г, от 27.12.2000 г.)

