



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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

| Тема работы |
|---|
| «Анализ технологий и решений увеличения пропускной способности промышленного газопровода в условиях Крайнего Севера.» |

УДК 622.691.4:551.345

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---------|-----------------|---------|------|
| з-2Б31Т | Шуманович С.Н.. | | |

Руководитель

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------|--------------|------------------------|---------|------|
| Доцент ТХНГ | Брусник О.В. | к.т.н, доцент | | |

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------------------|-------------|------------------------|---------|------|
| преподаватель кафедры ЭБЖ | Гуляев М.В. | доцент | | |

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------------------|------------|------------------------|---------|------|
| преподаватель кафедры ЭПР | Вазим А.А. | к.э.н, доцент | | |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Зав. кафедрой | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---------------|-------------|------------------------|---------|------|
| ТХНГ | Бурков П.В. | д.т.н, профессор | | |

Томск - 2017 г.

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

Студенту:

| | | | |
|----------------------------|-----------------------|----------------------------------|---|
| Группа | | ФИО | |
| з-2Б31Т | | Шуманович Сергей Николаевич | |
| Институт | Природных ресурсов | Кафедра | ТХНГ |
| Уровень образования | Специалист (Бакалавр) | Направление/специальность | 21.03.01 «Нефтегазовое дело» Профиль: «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта» |

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

| | |
|--|---|
| 1. Анализ экономически выгодного применения методов увеличения пропускной способности | 1. расчет стоимости компрессорной установки клиновой 2. расчёт стоимости строительства лупинга 3. анализ экономического эффекта |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов | 1. Затраты времени. 2. Материальные затраты. 3. Затраты на оплату труда. |
| 3. Перечень литературы экономической деятельности на предприятии нефтегазовой промышленности | 1. А.Ф. Андреев и др. Методические аспекты оценки инвестиционных проектов в нефтяной и газовой промышленности. М.: «Полиграф», 1996 г.; 2. В.Ф. Дунаев, В.Д. Зубарев и др. Основы экономической деятельности предприятий нефтегазовой промышленности. М.: Нефть и газ, 1998 г.; 3. Л.Г. Злотникова, С.Г. Лопатина. Планирование на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. Ч 2. М.: Нефть и газ, 1997 г.; |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|--|--|
| | |
|--|--|

Перечень графического материала

| | |
|--|--|
| | |
|--|--|

| | |
|--|----------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 15.02.17 |
|--|----------|

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------------------|----------------------------|---------------------------|---------|------|
| преподаватель кафедры ЭПР | Вазим Андрей Александрович | к.э.н., доцент | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---------|-----------------------------|---------|------|
| з-2Б31Т | Шуманович Сергей Николаевич | | |

Планируемые результаты обучения по ООП

| Код результата | Результат обучения (выпускник должен быть готов) | Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон |
|--|---|---|
| В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями | | |
| P1 | Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности | Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А) |
| P2 | Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда | Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15. |
| P3 | Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности | Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23 |
| P4 | Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий | Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e) |
| <i>в области производственно-технологической деятельности</i> | | |
| P5 | Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов | Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15) |
| P6 | внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов | Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12) |
| <i>в области организационно-управленческой деятельности</i> | | |
| P7 | Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику | Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d) |
| P8 | Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов | Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22) |
| <i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i> | | |
| P9 | Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли | Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26) |
| P10 | Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий | Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b) |
| <i>в области проектной деятельности</i> | | |
| P11 | Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов | Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e) |



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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль
«Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов
переработки»
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:

бакалаврской работы

Студенту:

| Группа | ФИО |
|---------|-----------------------------|
| 3-2Б31Г | Шуманович Сергей Николаевич |

Тема работы:

«Анализ технологий и решений по увеличению пропускной способности промышленного газопровода в условиях Крайнего Севера»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

№774/с от 09.02.2017г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

08.06.2017г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

Анализ и технологии по увеличению пропускной способности промышленного газопровода в условиях Крайнего Севера. На примере промышленного трубопровода «Мыльджино-Лугинецкое»

| | |
|---|---|
| Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов | Обоснование решений по организации и производству работ; конструктивные и объемно-планировочные решения; описание конструктивных и технических решений; финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; социальная ответственность; заключение по работе |
| Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей) | |
| Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов) | |
| Раздел | Консультант |
| «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» | Вазим А.А. |
| «Социальная ответственность» | Гуляев М.В. |
| Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: | |
| Referense | |

| | |
|---|--------------|
| Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику | 10.02.2017г. |
|---|--------------|

Задание выдал руководитель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------|------------------------|---------|------|
| Доцент | Брусник О.В. | Кандидат ф-м.н. | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---------|----------------|---------|------|
| 3-2Б31Т | Шуманович С.Н. | | |

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

1. СП 34-116-97. Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промышленных нефтегазопроводов.
2. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы.
3. СНиП 2.01.07-85. Нагрузки и воздействия.
4. ВСН 51-3-85. Проектирование промышленных стальных трубопроводов.
5. ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений.
6. РД 51-3133949-58-2000 «Инструкция по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности».
7. РД 558-97 «Руководящий документ по технологии сварки при производстве ремонтно-восстановительных работ на газопроводах».
8. РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах», Госгортехнадзор России, 2000 г.
9. **Диаметр условный** - установленный нормативами ряд чисел, каждому из которых соответствует фактический диаметр трубы (например: условный - 1400 мм – фактический 1420 мм).
10. **Давление рабочее** (нормативное) - величина внутреннего давления в трубопроводе, устанавливаемая проектом.
11. **Нагрузка** нормативная - воздействие на трубопровод, регламентируемое соответствующими нормативными документами или проектом.
12. **Трубопровод промышленный** (трубопровод) - трубопровод с устройствами на нем для транспорта газообразных и жидких продуктов под действием напора (разности давлений), от скважин до места выхода с промысла подготовленной к дальнему транспорту товарной продукции.
13. **Участок трубопровода** - часть трубопровода, характеризующаяся одинаковостью конструкции и природных условий.

| | |
|--|----|
| ВВЕДЕНИЕ..... | 8 |
| 1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ..... | 11 |
| 1.1 КРАТКАЯ ФИЗИКО – ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА..... | 11 |
| 1.2 КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАССМАТРИВАЕМОГО ОБЪЕКТА..... | 11 |
| 1.3 КРАТКАЯ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ..... | 12 |
| 1.4 КРАТКАЯ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА..... | 13 |
| 1.5 УВЕЛИЧЕНИЕ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА..... | 15 |
| 2. АНАЛИЗ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ..... | 19 |
| 2.2 ДИАГНОСТИКА И ОЧИСТКА ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ ГАЗОПРОВОДА..... | 22 |
| 2.3 ОСОБЕННОСТИ ОЧИСТКИ ПОЛОСТИ ПОСЛЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ПРОМЫСЛОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ И ДРУГОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ..... | 24 |
| 3. МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ПРОМЫСЛОВОГО ГАЗОПРОВОДА..... | 25 |
| 3.1. УДВОЕНИЯ ЧИСЛА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ..... | 26 |
| 3.3 ПРОКЛАДКА ЛУПИНГА..... | 27 |
| 4. РАСЧЁТНАЯ ЧАСТЬ..... | 30 |
| 4.1 РАСЧЁТ ДЛИНЫ ЛУПИНГА..... | 34 |
| 5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ..... | 38 |
| 6. ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ПРИ УВЕЛИЧЕНИИ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ПРОМЫСЛОВОГО ГАЗОПРОВОДА..... | 44 |
| 6.1. ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ..... | 44 |
| 6.1.1 АНАЛИЗ ВЫЯВЛЕННЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ФАКТОРОВ И ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ УСТРАНЕНИЮ..... | 45 |
| 6.1.2 АНАЛИЗ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ФАКТОРОВ И ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ УСТРАНЕНИЮ..... | 49 |
| 6.2 ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ..... | 50 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ..... | 57 |

Реферат

Выпускная квалификационная работа 60 стр., 4 таблиц, 23 источника.

Ключевые слова: увеличение пропускной способности, промышленный газопровод, гидравлический расчет, расчет на устойчивость, производственная безопасность.

Объектом исследования является нефтепровод Ду 159 протяженностью 86 км

Цель работы – описание выполнения работ по увеличению пропускной способности промышленного газопровода Ду 159

В процессе исследования проводились расчеты толщины стенки трубопровода, расчет на прочность и устойчивость. Рассмотрены вопросы увеличения пропускной способности, проведение очистки, проведение испытания. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности строительства, охране окружающей среды, технико-экономическая часть.

В результате исследования было предложено выполнять укладку лупинга трубопровода наиболее оптимальным способом, параллельно существующему, силами комплексного технологического потока.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация методов по увеличению пропускной способности, очистка и испытания трубопровода

Степень внедрения: описанные технологии успешно применяются при строительстве трубопроводов.

| | | | | | | | | |
|-----------|------|----------------|---------|------|---------------------------------------|-----------------|------|--------|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т. III | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | Актуальность темы | Лит. | Лист | Листов |
| Разраб. | | Шуманович С.Н. | | | | | 8 | 64 |
| Руковод. | | Брусник О.В. | | | | | | |
| Консульт. | | | | | | | | |
| Зав. Каф. | | | | | | НИИ ТПУ 3-2Б31Т | | |

Введение.

Актуальность темы.

В целях создания необходимых условий для социально-экономического развития Томской области, решению по увеличению пропускной способности для современного развития добычи газообразных углеводородов в условиях крайнего севера представляется основным фактором развития регионов так и для энергетической стабильности страны. Российская федерация является ключевым поставщиком газа, на мировые рынки. Газотранспортные сети на территории России представляются прокладки различных диаметров, и не стоит исключать способы и методы строительства, эксплуатация в различных условиях. Стоит сказать о том что основная часть эксплуатируется в условиях пониженных температур и условиях вечной мерзлоты. Что является стрессовым условием для стабильной работы и бесперебойной поставок углеводородов как для внутреннего рынка так и для экспорта. Основным промежуточным объектом служит промышленный трубопровод, он представляется широким разнообразием по изготовленному материалу, транспортируемого продукта и способом монтажа. Выбирая материал нужно руководствоваться типом сырьевой базы и физико – химического состава исходного транспортируемого продукта.

Цель работы: анализ методов по увеличению пропускной способности промышленных газопроводов:

Для достижения поставленной задачи необходимо:

1. Изучение нормативных документов.
2. Разработка рекомендаций по увеличению пропускной способности промышленного газопровода.
3. Выполнение расчёта.
4. Экономический приоритет исследовательской работы.

| | | | | | | | | |
|------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-----------------|-------------|---------------|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т. III | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | Актуальность темы | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Разраб.</i> | | Шуманович С.Н. | | | | | 9 | 64 |
| <i>Руковод.</i> | | Брусник О.В. | | | | | | |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | | | |
| <i>Зав. Каф.</i> | | | | | | НИИ ТПУ 3-2Б31Т | | |

В целях создания необходимых условия для социально-экономического развития Томской области, обеспечивающих увеличении темпов роста валового продукта, выполняется освоение новых месторождений, расконсервации трудно извлекаемых запасов, а также реализация проекта по транспортировки широкой фракции углеводородов ШФЛУ, «Мыльджино» – «Лугинецкое» – «Казанское» – «железнодорожный терминал Куйбышев».

В ходе обустройства трассы в первом плане производства работ предусмотрено строительство межпромыслового газопровода «Мыльджино» – «Лугинецкое», предназначенное для транспорта продукта переработки попутного нефтяного газа и газового конденсата. Смесь представляет собой смесь сжиженных углеводородных газов (пропана и бутана) и более тяжёлых углеводородов (C5 и выше). Соотношение изо- и нормальных углеводородов в ШФЛУ соответствует составу исходного сырья.

Краткая техническая характеристика объекта:

1. промысловый газопровод «Мыльджино» – «Лугинецкое»;
2. вдольтрассовая зимняя дорога;
3. площадка запуска СОД;
4. автомобильная дорога к площадке запуска СОД;

и так далее.

Межпромысловый газопровод «Мыльджино» - «Лугинецкое» общей протяженностью 86,651 км предназначен для транспорта газа, подготовленного на установке комплексного подготовки газа (УКПГ) на «Мыльджинском» месторождении с использованием технологии сепарации, осушки, и очистки.

| | | | | | | | | |
|------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-----------------|-------------|---------------|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т. III | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | Актуальность темы | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Разраб.</i> | | Шуманович С.Н. | | | | | 10 | 64 |
| <i>Руковод.</i> | | Брусник О.В. | | | | НИИ ТПУ 3-2Б31Т | | |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | | | |
| <i>Зав. Каф.</i> | | | | | | | | |

1 Общая часть.

1.1 Краткая физико – географическая характеристика района.

В географическом расположении, газопровод относится к Каргасокскому району Томской области. Рассматриваемый участок имеет ряд переходов через водные преграды.

Рельеф территории объекта плоскоравнинный, абсолютные высоты от 60 м. до 70 м. В долинах рек 100 – 115 м. Так же рельеф спокойный с небольшими уклонами. Территория района расположена в лесных зонах и образует равнину, покрытую смешанным лесом. Древесная растительность представляет собой породы хвойных деревьев, берёзовых, тальников на берегах ручьёв и рек. В геоморфологическом отношении район работ расположен в юго – восточной части Западной – Сибирской низменности.

1.2 Климатические условия рассматриваемого объекта.

Газопровод расположен в пределах юго – восточной части Западно – Сибирской равнины в 450 км к северу – западу от областного центра и в 70 км севернее разрабатываемого Лугинецкого месторождения. Число дней с отрицательной температурой составляет 187. Средняя температура зимой в отметках от – 20 до – 25 С, в особо суровые климатические условия достигают до отметок – 56 С. Число дней с снежным покровом 187. Толщина снегового покрова достигает 0,4 – 0,8 метра, с промерзаемостью грунта в 1,5 – 1,8 м. Число дней с положительными температура составляет 115. Самый жаркий месяц июль с средней температурой в плюс 22 С максимальная составляет 36 С. Количество осадков составляет 400 – 500 мм. Через территорию месторождений проходит зимняя дорога Каргасок – Мыльджино – Лугинецкое. В летнее время осуществление поставок грузов осуществляется водным транспортом по река Васюган, Нюролька, Чижарка.

| | | | | | | | | |
|------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--------------------------------------|-------------|-------------|---------------|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т. ПП | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | Шуманович С.Н. | | | Общая часть | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | Брусник О.В. | | | | | 11 | 64 |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | | | |
| <i>Зав. Каф.</i> | | | | | | | | |
| | | | | | НИИ ТПУ 3-2Б31Т | | | |

1.3 Краткая инженерно-геологическая характеристика района работ.

Район работ расположен в части Томь – Колыванской складчатой зоны на стыке с Западно – Сибирской плиты. В её пределах близко к поверхности выходит палеозойский фундамент, сложенный породами нижнего карбона. Эти породы представлены толщей глинистых, алевро – глинистых сланцев, интенсивно смытых в складки. Сланцы подвергались химическому выветриванию на значительную глубину.

Четвертичное образование представлены аллювиальными отложениями надпойменных террасами, супесями, песками и галечниковыми грунтами. Общая мощность от 4 – 25 метров.

Гидрологические условия рассматриваемого района обусловлены его принадлежности к юго – восточной части Западно – Сибирского артезианского бассейна. Выделяются: напорные или со слабым напором поровые воды средне верхнечетвертичных отложений, поровые безнапорные антропогеновые воды в насыпных грунтах.

Источником питания подземных вод служит атмосферные осадки.

Основой физико – геологическим процессам является, морозное пучение, а так же можно отметить постоянный подвыв (боковые и донные эрозии) берегов рек с последующим их обрушением.

| | | | | | | | | |
|------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-----------------|-------------|---------------|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т. III | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | Шуманович С.Н. | | | Краткая инженерно – геологическая характеристика района | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | Брусник О.В. | | | | | 12 | 64 |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | НИИ ТПУ 3-2Б31Т | | |
| <i>Зав. Каф.</i> | | | | | | | | |

1.4 Краткая экономическая характеристика.

Томская область находится на третьем по значимости центру нефтегазодобывающей промышленности в Западной Сибири. Предприятиями добывается 3,5 % всей нефти в России и около 1% газа. Площадь перспективной нефтегазоносной территории Томской области равна 228,4 тысячам квадратных километров – составляя 72 % от общей площади.

В то же время степень разведанности ресурса углеводородного сырья по области составляет 24,7 %, это значит что еще 75 % запасов не исследовано.

На данный момент открыто более 87 нефтяных месторождений и 13 газовых, большая часть которых расположена на левом берегу Оби. Наиболее крупные – Южно-Майское, Западно-Гуларинское, Казанское месторождения и относительно новое (с 1999 года) Мыльдзинское газоконденсатное месторождение. Недавние разработки (2007-2008 гг.) показали потенциал правобережья: запасы нефти от 600млн. до 1 трлн. тонн, запасы газа до 1,6 трлн. кубометров, из-за заболоченности местности

Помимо углеводородных ископаемых на территории Томской области есть ряд стратегических ресурсов.

Торфяные месторождения. Общее количество месторождений составляет 1505 с площадью в 7,7 млн. га, с запасами в 29,3 миллиарда тонн в расчёте. Занимая второе место, уступая лишь Тюменской области, при общем Российском наличии Томская область имеет 20% сосредоточенного запаса торфа.

Наравне с углеводородным ископаемым, одним из важным являются Рудные ресурсы.

| | | | | | | | | |
|------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-----------------|-------------|---------------|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т. III | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | Краткая характеристика района | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Разраб.</i> | | Шуманович С.Н. | | | | | | |
| <i>Руковод.</i> | | Брусник О.В. | | | | | 13 | 64 |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | | | |
| <i>Зав. Каф.</i> | | | | | | | | |
| | | | | | | НИИ ТПУ 3-2Б31Т | | |

Прогнозируемые ресурсы руд с наличием железа более 30%, в Томской области оцениваются в 393 млрд. т., это даёт очень важные перспективы в развитие рудодобывающей отрасли. В бассейнах железных ископаемых определяется пять рудных узлов - Бакчарский, Колпашевский, Парабельский, Чузикский и Парбигский. Неприятность в том что, железнорудный бассейн Томской области не сильно раскрыт. Только один район иногда именуемы месторождением Бачкарский «рудный узел». Запасы Бачкарского месторождения на порядок превышаю все известные железнорудные месторождения западной части России, включая Курскую магнитную аномалию. При первых выплавках содержание железа показала среднее значение в 40%, тогда как среднее содержание железа в руде, добываемой на остальных месторождениях России, составляет примерно 32%.

Создан проект по освоению Бачкарского месторождения, но на настоящий момент, о сроках ввода развития данного участка говорить рано.

В Томской области к настоящему времени сконцентрировано до 30% запасов диоксида титана и значительная часть запасов циркония России. Запасы сосредоточены в двух месторождениях - давно известном Туганском и новом Георгиевском. Месторождения является комплексным. Запасы рудных составляют около 200 млн. м3.

В тот же время есть еще одни запасы, это полиметаллические руды цинка. Цинковые рудопроявление, известное под названием Турунтаевская рудная зона, она находится в 65 км от города Томска у села Турунтаево. Эти запасы цинка участке оценены в 559 тысяч тонн и находить от поверхности 500 метров. По заключению экспертов, аналогов подобных, чисто цинковых месторождений нет.

Не стоит упускать так же и такие ресурсы как Лесные, Водные, ресурсы Подземных вод, Рыболовные, не древесные ресурсы и другие.

| | | | | | | | | |
|------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|-------------|---------------|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т. III | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | Шуманович С.Н. | | | Краткая характеристика района | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | Брусник О.В. | | | | | 14 | 64 |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | | | |
| <i>Зав. Каф.</i> | | | | | | | | |
| | | | | | НИИ ТПУ 3-2Б31Т | | | |

1.5 Увеличение пропускной способности трубопроводов в условиях крайнего севера.

Отрасли иногда не вызывают столько внимания и не приносит столько прибыли как существующие нефтегазодобывающие, которые в свою очередь несут огромный потенциал энергоресурса. Совершенствование методов по использованию есть основные моменты для поддержания в руках основы бизнеса в этих направлениях, находя пути к росту экономически процветающим и политических стратегий государства. Суровый северный климат — это места, где есть несколько Европейских государств, состязающихся за место богатых углеводородными ресурсами. Этому климату характерны экстремальные условия в природной сфере.

Доход всех поступлений в денежном эквиваленте в бюджет России исходит из этих регионов. В таких условиях добывается 20% мирового и 90% — Российского газа и нефти. Кроме этого, Крайний Север — это не только мощная опорная сырьевая база страны сегодня, это есть своего рода гарант безопасности в сфере энергетики государства и на многие годы вперед. В таких условиях находятся четверть всех разведанных мировых запасов природного газа и нефти. Исследование проблем добычи нефти и газа в условиях Крайнего Севера и находя подходы инновационных способов в освоении и промышленной эксплуатации углеводородных и других месторождений полезных ископаемых является главным для нынешнего процесса освоения Крайнего Севера.

В настоящий момент вопросам освоения газовых и нефтяных ресурсов Крайнего Севера посвящено значительное количество работ,

| | | | | | | | | |
|------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-----------------|-------------|---------------|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т. III | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | Шуманович С.Н. | | | Эксплуатация трубопроводов в условиях крайнего севера | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | Брусник О.В. | | | | | 15 | 64 |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | НИИ ТПУ 3-2Б31Т | | |
| <i>Зав. Каф.</i> | | | | | | | | |

авторами которых являются А.Э. Конторович, Л.Ф. Дементьев, Н.П. Лаверов, А.Н. Дмитриевский и др. В работах данных авторов обоснованы основные принципы проектирования крупных газовых нефтяных месторождений в условиях Крайнего Севера. Значительный опыт исследования фундаментальных специфических северных проблем и выявление перспектив социально-экономического развития Севера и Арктики имеется в ФГБУН Институте экономических проблем им. Г. П. Лузина Кольского НЦ РАН (ИЭП КНЦ РАН).

Каждый год в период температур выше нуля нужно вести обследование переходов газопроводов через естественные преграды болота, реки, поймы. Обследование рек с возможностью судоходства и водоемов происходит в специализированных ремонтно-наладочных управлениях подводно-технических работ (СРНУПТР) это происходит не менее 1 раза в два года, реки несудоходные глубиной до 1,5 м - не реже 1 раза в четыре года. Небольшие реки глубиной до 1,5 м, ручьи и болота обследуются ЛЭС путем промера глубин, а при необходимости уточнения положения трубопроводов привлекаются группы СРНУПТР. Периодичность осмотра газопроводов и отводов устанавливается Положением о ППР линейной части и технологического оборудования магистральных газопроводов. Ежегодно в предпаводковый и послепаводковый периоды служба ЛЭС должна проводить осмотр состояния береговых и пойменных участков подводных переходов, который должен быть оформлен соответствующей записью в журнале диспетчера с указанием должности и фамилии лица, проводившего осмотр. При обнаружении размывов, провисов, видимой вибрации труб на размывых или оголенных участках (урезах, пойме, оврагах, ручьях и т.д.), смещения грузов на трубопроводе, повреждения изоляционного покрытия трубопровода необходимо принять срочные меры по предупреждению и ликвидации аварийного состояния. Периодическое обследование состояния подводных переходов эксплуатируемых магистральных газопроводов руслового, берегового и пойменного участков и составление единой технической

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|-------------------------------------|-----|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т.ПП | Лис |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 16 |

документации на подводные переходы проводится в соответствии с Методическими рекомендациями по обследованию состояния подводных переходов и подводных кабелей связи магистральных газопроводов, находящихся в эксплуатации. Ремонт подводных переходов магистральных газопроводов должен выполняться в плановом порядке при наличии проектно-сметной документации, утвержденной руководством предприятия. Технический надзор за качеством строительства подводных переходов магистральных газопроводов следует проводить в соответствии с Правилами по техническому надзору за строительством подводных переходов газопроводов (скрытые работы). В районах распространения вечномёрзлых грунтов в профилактические осмотры необходимо включать наблюдения за направлением изменения прогиба трубопровода на опасных местах. Наблюдения проводятся визуально от неподвижного репера 2 раза в год (осенью и весной). Результаты осмотра заносятся в соответствующий журнал. При наличии дефектов аварийного характера принимаются срочные меры по их устранению. Профилактический ремонт оборудования, арматуры и сооружений магистрального и промышленного газопровода и ГРС проводится под руководством инженерно-технических работников ЛЭС по графику, утвержденному руководством ЛЭС. При выполнении работ службой ЛЭС в других подразделениях ЛЭС обязательно присутствие ответственного представителя этого подразделения. Работы, связанные с сокращением подачи газа по магистральному газопроводу, проводятся преимущественно в периоды наименее интенсивного отбора газа в сроки, установленные предприятием и согласованные с ЦДУ Мингазпрома. Каждое ЛЭС должно разработать конкретный план мероприятий по обеспечению безаварийной работы газопровода, отводов и всех сооружений на них в осенне-зимний и весенний периоды. Ежегодно начальник ЛЭС разрабатывает план мероприятий по обеспечению бесперебойной работы газопровода в зимний период и весеннего паводка, который утверждается руководством ЛЭС и ПО.

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|-------------------------------------|-----|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т.ПП | Лис |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 17 |

Необходимо понимать что до начала работ газопровода и любой части технологического оборудования, необходимо подготовить для полноценной и без аварийной эксплуатации.

После строительства промышленного газопровода руководствуясь ВСН – 011 – 88 «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Очистка полости и испытание». Необходимо очистить внутреннюю полость трубопроводов от загрязнений произошедших в ходе строительства от различного строительного мусора (окалина, ржавчина, использованные электроды, так же снег, лёд, частицы песка, грязи и др.).

Ведомственные строительные нормы (ВСН) распространяются на производство работ по очистке полости, испытанию и удалению воды строящихся и реконструируемых магистральных и промышленных трубопроводов, диаметром до 1400 мм (включительно), на которые распространяются действия СНиП 2-05.06-85 и «Норм проектирования промышленных стальных трубопроводов».

Способы, параметры и схемы проведения очистки полости и испытания устанавливаются проектной организацией в рабочем проекте, проекте организации строительства.

Учитывая сложность, повышенную стоимость и лимит времени на гидравлические испытания при отрицательных температурах, сложность и повышенную опасность пневматических испытаний, затрудняющих производство строительно – монтажных работ в энергетических коридорах, при разработке в ПОС и ППР графиков организации строительства стоит планировать проведение работ по испытанию во II и III кварталах года.

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|-------------------------------------|-----|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т.ПП | Лис |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 18 |

2. Анализ мероприятий по увеличению пропускной способности

Важным условием надежности работы магистральных трубопроводов является чистота их полости. Загрязнения в виде грунта, различных предметов, льда и снега попадают внутрь при доставке и сварке труб и трубных секций в нитку. Для их удаления на завершающем этапе строительства проводят специальные технологические процессы - продувку или промывку трубопроводов, а также удаление воды после их гидравлического испытания.

Качество очистки существенно влияет на пропускную способность трубопроводов и продолжительность их безаварийной работы. От качества очистки зависит также состояние транспортируемого продукта, так как загрязнения и вода изменяют его физико-химические свойства. Загрязнения, перемещающиеся в потоке газа, могут явиться причиной выхода из строя линейной арматуры, насосов, компрессоров и другого оборудования. Скопление воды в пониженных участках газопроводов способствует образованию гидратных пробок. Особенно опасна вода в магистральных, предназначенных для транспортировки сернистого газа или газа с отрицательной температурой. В этих случаях возможно образование сернистых соединений высокой коррозионной способности и ледяных пробок. Высокое качество очистки необходимо также для проведения периодического пропуска разделительных поршней, устройств для диагностики состояния и ремонта действующего трубопровода без остановки перекачки по нему продукта.

Одним из основных наиболее распространенных способов очистки полости строящихся трубопроводов является продувка с пропуском поршней под давлением воздуха или природного газа. Пропуск очистных поршней по трубопроводу под давлением сжатого воздуха - наиболее совершенный и безопасный метод продувки.

Получил распространение метод очистки полости трубопровода путем промывки с пропуском поршней-разделителей. В этом случае поршни

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|-------------------------------------|-----|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т.ПП | Лис |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 19 |

разделители перемещаются по трубопроводу в потоке воды, закачиваемой насосами для его гидравлического испытания, и одновременно с загрязнениями удаляют воздух. Последующее за испытаниями вытеснение из трубопровода воды производится также поршнями-разделителями под давлением сжатого воздуха или природного газа.

В настоящее время имеются различные конструктивные решения очистных поршней, поршней-разделителей и поршней комбинированного типа. Очистные поршни состоят из следующих основных частей: корпуса, уплотнительных элементов ведущих и чистящих дисков (графическая часть лист 2). Корпуса, как правило, выполняют из труб, заглушённых переборкой в передней части. Уплотнительные элементы обеспечивают плотность посадки поршней в трубопроводе, а металлические щетки очищают внутреннюю поверхность трубопровода. Уплотнительные элементы могут быть выполнены в виде прямых и самоуплотняющихся манжет, а также горизонтальных оболочек (типа автопокрышек). Прямые манжеты быстро изнашиваются и начинают пропускать сжатый воздух через образуемый зазор между стенками трубы и поршнем в полость перед ним. Это приводит к повышенному расходу воздуха и снижению скорости продвижения поршня, а иногда и к его остановке. Поэтому уплотнительные элементы поршней, используемых при продувке трубопроводов, выполняют в виде упругих самоуплотняющихся манжет чашеобразной формы, обеспечивающих надежную герметизацию поршня и относительно небольшое усилие перемещения его по трубопроводу. Герметизация достигается за счет равномерного прижатия их воздухом к внутренней поверхности трубопровода, причем она не нарушается даже при значительном износе отбортованных частей манжет.

Для продувки трубопроводов, проходящих по сильно пересеченной местности или прокладываемых по способу "змейка", применяются поршни, выполненные из двух частей, соединенных между собой шарнирно. Такая конструкция позволяет поршню вписываться в многочисленные кривые вставки, не создавая значительных динамических нагрузок на трубопровод.

Для запуска очистных устройств в магистраль на всех проектируемых и вновь вводимых газопроводов предусматривают специальные устройства. В состав этих устройств входят: узлы пуска и приема очистных поршней, система контроля и автоматического управления процессом очистки. Узлы пуска и приема очистных поршней располагают вблизи пунктов подключения КС, а чаще всего совмещают. На начальном участке монтируют узел пуска очистных поршней, на конечном участке - узел приема, а на всех промежуточных станциях - совмещенные узлы приема и пуска.

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|-------------------------------------|-----|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т.ПП | Лис |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 21 |

2.2 Диагностика и очистка внутренней полости газопровода.

Бурный рост и развитие газовой и нефтяной промышленности и эксплуатация соответствующего оборудования стала не менее важной работой. В связи с этим возникла необходимость оперативного выявления загрязнённых участков трубопровода с последующей её очисткой, что позволяет повысить их надёжность и гидравлическую эффективность, а так же снизить износ оборудования и поддерживать его функционирование на протяжении всего срока эксплуатации.

Обычно внутренние полости трубопроводов очищают с помощью различных очистных устройств и технологий. Принцип действия данных устройств является в вынесении ими загрязнений из очищаемого оборудования в специальные ёмкости, содержимое которых впоследствии вывозят и утилизируют. В то же время довольно часто нарушается экологическая обстановка окружающей среды, что вынуждает производителей искать новые методы диагностики трубопроводов.

Состояние внешних стенок газопровода диагностируется визуальным способом, но внутреннюю полость трубопровода представляется возможность обследовать только с помощью специальной техники и приборов, что позволяет обнаружить не только загрязнения, но и разрывы сварных стыков, отсутствие электрохимической защиты, сквозных коррозионных повреждений и целостность изоляционного покрытия. Выбор очистного устройства для внутренней диагностики зависит от разновидностей скопившихся там загрязнений. Обычно для таких целей используются поршни – разделители, скребки и очистные поршни.

| | | | | | | | | |
|------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-----------------|-------------|---------------|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т. ПП | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | Шуманович С.Н. | | | Диагностика и очистка внутренней полости газопровода | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | Брусник О.В. | | | | | 22 | 64 |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | НИИ ТПУ 3-2Б31Т | | |
| <i>Зав. Каф.</i> | | | | | | | | |

Необходимо понимать что до начала работ газопровода и любой части технологического оборудования, необходимо подготовить для полноценной и без аварийной эксплуатации.

После строительства промышленного газопровода руководствуясь ВСН – 011 – 88 «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Очистка полости и испытание». Необходимо очистить внутреннюю полость трубопроводов от загрязнений произошедших в ходе строительства от различного строительного мусора (окалина, ржавчина, использованные электроды, так же снег, лёд, частицы песка, грязи и др.).

Ведомственные строительные нормы (ВСН) распространяются на производство работ по очистке полости, испытанию и удалению воды строящихся и реконструируемых магистральных и промышленных трубопроводов, диаметром до 1400 мм (включительно), на которые распространяются действия СНиП 2-05.06-85 и «Норм проектирования промышленных стальных трубопроводов».

Способы, параметры и схемы проведения очистки полости и испытания устанавливаются проектной организацией в рабочем проекте, проекте организации строительства.

Учитывая сложность, повышенную стоимость и лимит времени на гидравлические испытания при отрицательных температурах, сложность и повышенную опасность пневматических испытаний, затрудняющих производство строительно – монтажных работ в энергетических коридорах, при разработке в ПОС и ППР графиков организации строительства стоит планировать проведение работ по испытанию во II и III кварталах года.

| | | | | | | | | |
|------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-----------------|-------------|---------------|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т. III | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | Шуманович С.Н. | | | Диагностика и очистка внутренней полости газопровода | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | Брусник О.В. | | | | | 23 | 64 |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | НИИ ТПУ 3-2Б31Т | | |
| <i>Зав. Каф.</i> | | | | | | | | |

2.3 Особенности очистки полости после строительства промышленных газопроводов и другого оборудования на линейной части.

При строительстве промышленных газопроводов стоит уделять не меньше внимания таким моментам как защите труб, находящимся на хранении в штабелях, от проникновения в полость снега, грязи, песка которые в свою очередь сильно затрудняют последующую очистку трубопровода.

Основным методом очистки полости при температурах ниже нуля следует принимать продувку с пропуском поршня, протягивание или вытеснение загрязнений в скоростном потоке жидкости, удаляемой после гидроиспытаний.

Продувка и протягивание не лимитируется по времени воздействия температур в отрицательных значениях, что даёт возможность устранять загрязнения и проверять проходные сечения по всей длине участка, что исключает застревание поршней – разделителей в процессе заполнения трубопровода водой и её последующего удаления после гидроиспытаний. Все эти факты приводят к тому что значительно сокращается время производства работ и снижает риск замораживания воды в трубопроводе, разбавления и замерзания антифриза.

Оттаявшие при заполнении водой и гидроиспытаний загрязнения, лёд и снег эффективно вытесняются в скоростном потоке воды, удаляемой после гидроиспытания

| | | | | | | | | |
|------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-----------------|-------------|---------------|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т. ПП | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | Шуманович С.Н. | | | Диагностика и очистка внутренней полости газопровода | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | Брусник О.В. | | | | | 24 | 64 |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | НИИ ТПУ 3-2Б31Т | | |
| <i>Зав. Каф.</i> | | | | | | | | |

3. Методы увеличения пропускной способности промышленного газопровода.

Промысловые трубопроводы — это капитальные инженерные сооружения, рассчитанные на длительный срок эксплуатации и предназначенные для бесперебойной транспортировки природного газа, нефти, нефтепродуктов, воды и их смесей от мест их добычи (начальная точка трубопровода до установок комплексной подготовки и далее к местам врезки в магистральный трубопровод или для подачи на другой вид транспорта — железнодорожный, речной, морской).

С необходимостью увеличения пропускной способности газопровода приходится сталкиваться в процессе проектирования и эксплуатации. Увеличение пропускной способности обуславливается вводом в эксплуатацию новых открытых газовых месторождений и строительства промышленных объектов переработки газового сырья, так же увеличения потребности городов, промышленных и других объектов потребления, это ведёт к увеличению пропускной способности системы трубопроводного транспорта.

При необходимости увеличение производительности газопроводов может быть достигнуто несколькими способами:

1. Удвоение числа компрессорных станций;
2. Установка вставки большего диаметра;
3. Прокладка лупинга;

Оптимальный способ увеличения пропускной способности газопровода определяют в каждом конкретном случае сопоставлением технико-экономических показателей конкурирующих вариантов.

| | | | | | | | | |
|------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-----------------|-------------|---------------|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т. ПП | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | | Шуманович С.Н. | | | Методы увеличения пропускной способности промышленного газопровода | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i> | | Брусник О.В. | | | | | 25 | 64 |
| <i>Консульт.</i> | | | | | | НИИ ТПУ 3-2Б31Т | | |
| <i>Зав. Каф.</i> | | Бурков | | | | | | |

3.1. Удвоения числа компрессорных станций.

Основной особенностью для удвоения числа компрессорных станций находят от величины коэффициента увеличения пропускной способности выражаемой зависимостью $X=2^{\frac{1}{2-m}}$, Пользуясь данной формулой, можно определить вывод, что при ламинарном режиме течения жидкости, когда $m=1$, удвоение числа станций обеспечивает удвоение пропускной способности трубопровода $X=2$.

В данном случае принимается что напор, развиваемый перекачивающей станцией сохраняется таким же какой он и был до стадии увеличения трубопровода. Однако при режиме турбулентности течение в гидравлически гладких трубах, когда $m=0,25$ в результате удвоения числа насосных станций пропускная способность увеличивается в 1,486 раза.

Для гидравлически шероховатых труб при турбулентном режиме $m=0$, коэффициент $X=1,414$. Исходя из данных показателей, установлено что, удвоение насосных станций оправдана в том случае, если заданное условие по увеличению пропускной способности X близко к числу $2^{\frac{1}{2-m}}$.

При значениях меньше от $X \ll 2^{\frac{1}{2-m}}$ следует что будет не целесообразно увеличивать количество станций, так как они будут работать с недозагрузкой.

Наиболее целесообразным будет применение методов комбинированного метода т.е. сочетание удвоения числа насосных станций с укладкой дополнительного участка с лупингом.

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|-------------------------------------|-----|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т.ПП | Лис |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 26 |

3.3 Прокладка лупинга

В настоящее время проектируются и находятся в эксплуатации значительное число многониточных газопроводов. В дальнейшем каждый строящийся трубопровод подключается к основной системе по мере своей готовности и конечно в связи с этим будет происходить увеличение количества транспортируемого продукта от производителя к потребителю.

В процессе эксплуатации системы трубопроводного транспорта часто возникает необходимость прокладки лупинга (обводной линии).

Согласно действующим нормам технологического проектирования для пропуска планируемого грузопотока должно предусматриваться сооружение одной нитки с последующим развитием его пропускной способности за счет увеличения числа станций или модернизации оборудования с целью увеличения их производительности.

Проектирование промышленного трубопровода с учетом прокладки второй нитки (лупинга) допускается в следующих случаях:

1) Когда заданная пропускная способность не может быть обеспечена одной ниткой из-за отсутствия труб большего диаметра и нецелесообразности освоения их промышленностью.

2) Когда увеличение пропускной способности трубопроводов до пределов, указанных задании на проектирование, намечается в сроки, превышающие 8 лет.

В настоящее время в эксплуатации находится большое количество многониточных трубопроводов. Каждая последующая нитка системы подключается к действующим трубопроводам по мере готовности. Таким образом, каждая часть строящейся нитки может рассматриваться как лупинг.

Система состоит из n параллельных газопроводов, работающих совместно. Первоначальная пропускная способность системы Q_0 .

$$Q_0 = K \sqrt{\frac{P_{Ho}^2 - P_{Ko}^2}{L}} \sum_{i=1}^n \frac{D_i^{2,5}}{\sqrt{\lambda_{oi}}} \sqrt{\frac{P_{Ho}^2 - P_{Ko}^2}{L}} \sum_{i=1}^n \frac{D_i^{2,5}}{\sqrt{\lambda_{oi}}}; [6] (4)$$

Индекс "0" означает параметры до увеличения пропускной способности. Если к "m" ниткам системы ($m \leq n$) подключить лупинг диаметром D_π и длиной X_π , то пропускная способность увеличится до Q ($Q > Q_0$):

$$Q_0 = K \frac{1}{L} \sqrt{\frac{P_H^2 - P_K^2}{L}} \sqrt{\frac{P_H^2 - P_K^2}{L}} * \sqrt{\frac{1}{\frac{X_\pi}{L} \left[\frac{D_\pi^{2,5}}{\sqrt{\lambda_\pi}} + \sum_{i=1}^m \frac{D_i^{2,5}}{\sqrt{\lambda_i}} \right]^2 + \left(1 - \frac{X_\pi}{L}\right) \left[\sum_{i=1}^m \frac{D_i^{2,5}}{\sqrt{\lambda_i}} \right]^2 + \sum_{i=m+1}^n \frac{D_i^{2,5}}{\sqrt{\lambda_i}}}}}; [6] (5)$$

Магистральные газопроводы сооружаются многониточными не только по соображениям надежности, но, главным образом, потому, что выпускаемые промышленностью трубы самого большого диаметра не могут обеспечить заданной пропускной способности. Поэтому многониточные газопроводы в большинстве случаев строятся из труб одного диаметра (т.е. их коэффициенты гидравлического сопротивления будут практически всегда одинаковыми для всех зон течения).

Предельно возможное увеличение пропускной способности определяется (при условии $\frac{X_\pi}{L} = 1 \frac{X_\pi}{L} = 1$):

$$\chi \chi_{np} = \frac{\sqrt{p}^{1 + \sum_{i=1}^m \sqrt{\frac{\lambda_\pi}{\lambda_i}} \left(\frac{D_i}{D_\pi}\right)^{2,5} + \sum_{i=m+1}^n \sqrt{\frac{\lambda_\pi}{\lambda_i}} \left(\frac{D_i}{D_\pi}\right)^{2,5}}}{\sum_{i=1}^n \sqrt{\frac{\lambda_\pi}{\lambda_{oi}} \left(\frac{D_i}{D_\pi}\right)^{2,5}}}; [6] (6)$$

С увеличением числа ниток газопроводной системы эффективность лупинга падает. Например, если для однониточного трубопровода $X_{пр} = 2\sqrt{\bar{p}}\sqrt{\bar{p}}$, то при $n=2$ $X_{пр} = 1,5\sqrt{\bar{p}}\sqrt{\bar{p}}$; а при $n=5$ $X_{пр} = 1,2\sqrt{\bar{p}}\sqrt{\bar{p}}$.

При любом n лупинг, подключенный по всем ниткам, является более эффективным в сравнении с подключением к одной нитке (при заданной степени увеличения пропускной способности это будет лупинг наименьшей длины). Длина лупинга, подключенного по всем ниткам системы, определяется (при $m=n$):

$$\frac{X_{л} X_{л}}{L L} = \frac{(n+1)^2}{2n+1} \left(1 - \frac{\bar{p}}{x^2}\right) \frac{(n+1)^2}{2n+1} \left(1 - \frac{\bar{p}}{x^2}\right); [6] (7)$$

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|-------------------------------------|-----|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т.ПП | Лис |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 29 |

4. Расчётная часть

Расчёт газопровода находится по методам предельных состояний. Данный метод включает в себя то что, рассматривается такое напряжённое состояние газопровода, при котором такая эксплуатация в будущем не возможна. Таких предельных состояний два. Первое состояние – это способность нести напряжение под собственным давлением. Вторым состоянием является – деформации с допустимыми значениями. Несущей характеристикой трубопровода является сопротивление металла труб.

Данные для расчёта:

$D_n = 159$ мм – наружный диаметр газопровода;

$\delta = 5$ мм. – толщина стенки трубопровода;

$P = 5,5$ МПа – давление рабочее;

09Г2С – сталь, марка трубы;

перекачиваемый продукт – ШФЛУ;

категория газопровода III;

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|-------------------------------------|-----|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т.ПП | Лис |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 30 |

4.1 Расчёт стенки трубопровода.

Расчётная толщина стенки трубопровода определяется по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot P_{\text{исп}} \cdot D_{\text{н}}}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P_{\text{исп}})} = \frac{1,10 \cdot 5,5 \text{ МПа} \cdot 159 \text{ мм}}{2 \cdot (196 \text{ МПа} + 1,10 \cdot 5,5 \text{ МПа})} = 0,0023 \text{ м} \quad (1)$$

где - $P = 5.5 \text{ МПа}$ – давление внутри трубопровода.

$n = 1,10$ - коэффициент надёжности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по табл. 13 СНиП 2.05.06-85*;

R_1 - расчетное сопротивление растяжению, в Н/мм². Определяется по формуле (2) СНиП 2.05.06-85*;

Принимаем предварительное значение по сортаменту завода изготовителя толщины стенки $\delta = 5 \text{ мм}$;

$D_{\text{н}} = 159 \text{ мм}$ – наружный диаметр трубопровода.

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2 \cdot \delta = 149 \text{ мм} \quad (2)$$

4.1.2 Расчет напряжений в стенках трубопровода

Промежуточное значение продольного осевого напряжения от расчетных нагрузок и воздействий:

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{пр.}N} &= \frac{-\alpha \cdot E_0 \cdot \Delta t \cdot \mu_0 \cdot n \cdot P \cdot D_{\text{н}}}{2 \cdot \delta} \quad (3) \\ &= \frac{-0,000012 \cdot 210 \text{ ГПа} \cdot 20^\circ \text{С} \cdot 0,3 \cdot 5,5 \text{ МПа} \cdot 159 \text{ мм}}{2 \cdot 0,0023 \text{ мм}} \\ &= -3,16 \text{ МПа} \end{aligned}$$

где:

$\Delta t = 20$ - расчетный температурный перепад, °С;

$\mu_0 = 0,3$ - коэффициент Пуассона упругой стадии работы металла, принятый по таблице 12 СП 36.13330.2012 (СНиП 2.05.06-85*);

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

E_0 = модуль упругости стали, ГПа;

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|-------------------------------------|-----|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т.ПП | Лис |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 31 |

Знак «минус» в результате формулы указывает на наличие осевых сжимающих напряжений, поэтому необходимо определить коэффициент ψ_1 , учитывающий двухосное состояние металла труб:

$$\sigma_{пр.N} = -3,16 \text{ МПа}$$

Кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления определяются по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{n * P * D_{вн}}{2 * \delta} = \frac{1,10 * 5,5 \text{ МПа} * 0,149 \text{ м}}{2 * 0,0023 \text{ м}} = 195,96 \text{ МПа} \quad (4)$$

4.1.3 Расчёт прочности трубопровода.

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла определяется по формуле:

$$\begin{aligned} \Psi_1 &= \sqrt{1 - 0,75 * \left(\frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1}\right)^2} - 0,5 * \frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1} \quad (5) \\ &= \sqrt{1 - 0,75 * \left(\frac{|3,16|}{196 \text{ МПа}}\right)^2} - 0,5 * \frac{|3,16|}{196 \text{ МПа}} = 0,9878 \\ \Psi_1 &= 0,9878 \end{aligned}$$

Расчетная толщина стенки с учетом влияния осевых сжимающих напряжений равна:

$$\begin{aligned} \delta &= \frac{n * P * D_H}{2 * (\Psi_1 * R_1 + n * P)} = \frac{1,10 * 5,5 \text{ МПа} * 0,159 \text{ м}}{2 * (0,9878 * 196 \text{ МПа} + 1,10 * 5,5 \text{ МПа})} \quad (6) \\ &= 0,0024 \text{ м} = 2,4 \text{ мм}. \end{aligned}$$

Проверка трубопровода на прочность осуществляется по условию:

$$|\sigma_{пр.N}| \leq \Psi_2 R_1 \quad (7)$$

где: - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, принимается равным 1,0

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 * \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)^2} - 0,5 * \frac{\sigma_{кц}}{R_1} \quad (8)$$

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|-------------------------------------|-----|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т.ПП | Лис |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 32 |

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 * \left(\frac{195,96\text{МПа}}{196\text{МПа}}\right)^2} - 0,5 * \frac{195,96\text{МПа}}{196\text{МПа}} = 142,06$$

Проверка трубопровода на прочность осуществляется

$$|-3,16| \leq 142,06$$

Условие прочности выполняется.

| | | | | | | |
|-------------|------------|-----------------|----------------|------------|-------------------------------------|------------|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т.ПП | <i>Лис</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лис</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дат</i> | | 33 |

4.2. Расчётная часть метода по увеличению пропускной способности трубопровода с помощью лупинга.

Исходные данные:

Протяженность участка $L=86$ (км);

Диаметр лупинга $D_{л}=159$ мм;

Толщина стенки трубопровода $\delta = 5$ мм;

Общее число всех участков $n=1$;

Число ниток $m=1$;

Лупинг на участке «Мыльджино– Лугинецкое»;

Задача расчета сводится к определению коэффициента;

расхода K_p ;

4.2.1. Определяем коэффициент пропускной способности лупинга.

$$K_{P_{11}} = \left(\frac{D_{л}}{D_{ТР}} \right)^{2,6}, [2] \quad (9)$$

где:

$D_{л}$ – диаметр лупинга, м;

$D_{ТР}$ – диаметр трубопровода, м.

$$K_{P_1} = \left(\frac{0,159}{0,159} \right)^{2,6} = 1$$

$Q = 118 \text{ м}^3/\text{с}$; $Q_{л} = 138 \text{ м}^3/\text{с}$;

Принимаем диаметр лупинга $D_{л} = 159$ мм.

Принимаем длину лупинга равную 10 км.

$$K_{л1} = \sqrt{\frac{86}{19,3 + \frac{10}{4} + 90,7}} = 0,87, [2] \quad (10)$$

$$K_p = 1 + 0,87 = 1,87$$

Определим пропускную способность лупинга.

$$Q_{л} = \frac{Q}{2} \times K_{л}, \quad (11)$$

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|-------------------------------------|-----|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т.ПП | Лис |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 34 |

$$Q_{л} = \frac{118}{2} * 1,87 = 110,33$$

$$K_{p0} = \frac{K_p}{2}; [2] \quad (12)$$

$$K_p = \frac{1,87}{2} = 0,935$$

Принимаем длину лупинга равную 15 км.

$$K_{p15} = \sqrt{\frac{86}{19,3 + \frac{15}{4} + 85,7}} = 0,86$$

Определяем коэффициент пропускной способности лупинга.

$$K_p = 1 + 0,86 = 1,86$$

Определяем пропускную способность лупинга.

$$Q_{л15} = \frac{118}{2} * 1,86 = 109,74$$

$$K_{p15} = \frac{1,86}{2} = 0,93$$

Принимаем длину лупинга 20 км.

$$K_{p20} = \sqrt{\frac{86}{19,3 + \frac{20}{4} + 85,7}} = 0,88$$

Определяем коэффициент пропускной способности лупинга.

$$K_p = 1 + 0,88 = 1,88$$

Определяем пропускную способность лупинга.

$$Q_{л} = \frac{118}{2} * 1,88 = 110,92$$

$$K_p = \frac{1,88}{2} = 0,94$$

Принимаем длину лупинга 25 км.

$$K_{p25} = \sqrt{\frac{86}{19,3 + \frac{25}{4} + 85,7}} = 0,87$$

Определяем коэффициент пропускной способности лупинга.

$$K_{p25} = 1 + 0,87 = 1,87$$

Определяем пропускную способность лупинга.

$$Q_{л25} = \frac{118}{2} * 1,87 = 110,3$$

$$K_{p25} = \frac{1,87}{2} = 0,93$$

Принимаем длину лупинга 30 км

$$K_{p30} = \sqrt{\frac{86}{19,3 + \frac{30}{4} + 85,7}} = 0,87$$

Определяем коэффициент пропускной способности лупинга.

$$K_{p30} = 1 + 0,87 = 1,87$$

Определяем пропускную способность лупинга.

$$Q_{л25} = \frac{118}{2} * 1,87 = 110,3$$

$$K_{p25} = \frac{1,87}{2} = 0,93$$

Принимаем длину лупинга 35 км

$$K_{p35} = \sqrt{\frac{86}{19,3 + \frac{35}{4} + 85,7}} = 0,86$$

Определяем коэффициент пропускной способности лупинга.

$$K_{p35} = 1 + 0,87 = 1,86$$

Определяем пропускную способность лупинга.

$$Q_{л35} = \frac{118}{2} * 1,86 = 109,3$$

$$K_{p35} = \frac{1,86}{2} = 0,93$$

| № | ЛЛКМ | L км | K _Р | K _{Р0} | K _{Р1} | Q _л | L л1 |
|---|------|------|----------------|-----------------|-----------------|----------------|------|
| 1 | 10 | 86 | 1,87 | 0,87 | 0,93 | 110,33 | 19,3 |
| 2 | 15 | 86 | 1,86 | 0,86 | 0,93 | 109,74 | 19,3 |
| 3 | 20 | 86 | 1,88 | 0,88 | 0,94 | 110,92 | 19,3 |
| 4 | 25 | 86 | 1,87 | 0,87 | 0,93 | 110,3 | 19,3 |
| 5 | 30 | 86 | 1,87 | 0,87 | 0,93 | 110,3 | 19,3 |
| 6 | 35 | 86 | 1,86 | 0,86 | 0,93 | 109,3 | 19,3 |

Вывод:

Исходя из полученных результатов расчета мы видим, что наиболее оптимальной длиной лупинга является участок равный – 20 км. которая соответствует поставленной задачи дипломного проекта по увеличению пропускной способности.

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Увеличение производительности газопроводов может быть достигнуто несколькими способами:

1. Удвоение числа компрессорных станций;
2. Прокладка лупинга;

Проведём необходимые расчёты по этим методам.

Затраты времени (сроки)

Затраты труда (бр.-см.)

Затраты (руб.)

Содержание проекта производства работ

Состав бригады по сборке и укладки трубопровода

Профессия, выполняемая функция Квалификация (разряд) Количество человек

Машинист крана-трубоукладчика 4

Водитель экскаватора планировщика 4

Сварщик 4

Сварщик 5

Машинист крана 5

Слесарь РТУ 4

Используемое оборудование:

Сварочный аппарат Lincoln Electric Invertec V350-PRO K1728-6 на передвижной телеге;

Экскаватор планировщик УДС-114 на шасси автомобиля Татра;

Трубоукладчик ТР-20.22.01;

Кран КС-55713-6К-1 на базе МАЗ-6312В3;

Автомобиль ремонтно-сварочный на базе шасси Урал-4320 со сварочным аппаратом Lincoln Electric Invertec V350-PRO K1728-6.

2.1. Исходные данные на сборку труб в нитку

1. Условия строительства – нестесненные.

2. Трубы – стальные О9Г2С □ 159 x 5 мм.

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|-------------------------------------|-----|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т.ПП | Лис |
| | | | | | | 38 |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | |

3. Время строительства – осень-зима.

4. Район строительства – Томская область, Каргасокском районе.

2.2 Определение объемов работ

1. Длина трубы – 11,58 м.

2. Длина трубопровода – 20 км.

Исходные данные для ведения работ по укладке трубопровода в траншею

1. Условия строительства – нестесненные.

2. Трубы – стальные О9Г2С, Ду=159х5мм.

3. Время строительства – осень-зима.

4. Район строительства – Томская область, Каргасокском районе.

Выбор грузоподъемно-монтажных механизмов по монтажным параметрам

Для укладки трубопровода в траншею используются трубоукладчики Т – 614, которые подбираются по аналогичным параметрам, что и монтажные краны.

Характеристики трубоукладчика ТР-20.22.01:

1) Расчетный вылет стрелы – 5,3 м;

2) Грузоподъемность – 20 т;

3) Момент устойчивости – 50 тс•м;

4) Базовый трактор – Т10Б.0121

5) Скорость подъема груза, м/мин – 10,2-22,5;

6) Скорость опускания груза, м/мин – 10,2-22,5;

7) Скорость передвижения, км/ч:

Вперед – 1,75-7,06

Назад – 2,49-8,41

8) Основные размеры (с вертикально поднятой стрелой и придвинутым контргрузом), мм:

длина – 4795;

ширина – 5500;

высота – 7640;

9) Масса 29,5 тонн.

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|-------------------------------------|-----|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т.ПП | Лис |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 39 |

Грузозахватное приспособление – траверсы.

Калькуляция трудовых затрат и заработной платы по укладке трубопровода

Калькуляция трудовых затрат и заработной платы для ведения работ по укладке трубопровода в траншею приведены в таблице 5.

Контроль качества выполняется в процессе производства работ и после их завершения. Осуществляется измерительным методом или техническим осмотром. Результаты контроля фиксируются в общих и специальных журналах работ, журналах геотехнического контроля.

Показатели операционного контроля при разработке выемок и устройстве естественных оснований приведены в таблице 6.

1 Получение труб Учет повреждения Номера труб Акт получения материалов

2 Погрузка-разгрузка и штабелирование труб Высота штабеля, устройств и опорной подушки на транспорте

3 Раскладка труб Обращение с трубами и обеспечение безопасности Стеллажи, опорные подушки, номера Протокол заводского контроля

4 Сварка Подготовка торцов, зазор в корне, температура подогрева электродов Соответствие технологическим картам, номам и правилам Акты по сварке

Укладка трубопровода

1 Рытье траншеи Глубина, откосы, профиль Соответствие проекту, состояние кромок траншеи

2 Опуск в траншею, проверка Соответствие состояния дна траншеи для опуска трубопровода Подсыпка, зачистка, сухая траншея Акт опуска трубы

3 Опуск Безопасность, отсутствие повреждений на трубе, мягкая подсыпка и засыпка Труба не касается стенки траншеи Акт опуска трубы

4 Захлесты Безопасность подготовки концов, зазор в корне, температурная подготовка электросварки Соответствие технологической карте Акты сварки

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|-------------------------------------|-----|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т.ПП | Лис |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 40 |

5 Проверки “как построено” Положение трубопровода Отметки
 высоты через обусловленные промежутки Чертеж “как построено”

6 Обратная засыпка Приемка засыпки Плотность засыпки Засыпка
 слоями

4. Затраты на материалы и оборудование

Цена трубы электросварной по ГОСТ 20295-85 Ду=159х5.

Цена за тонну = 41950 руб.

Масса 1 м. трубы составляет 18,99 кг. (1 труба длиной 11,58 м.)

Цена за 1 шт. (руб) = Цена за 1 тн (руб)/1000 х длину трубы(м) х Вес
 1 п.м.(кг). 41950/1000х11,58х18,99=9224,9 руб.

Было завезено 232 трубы (цена за 232 трубы = 557762 тыс. руб.).

В процессе монтажа трубопровода будет использовано 232 трубы (цена
 2140176,8 тыс. руб.)

Итого стоимость монтируемого лупинга составит 2140176,8 тыс. руб.

Состав затрат Сумма затрат, руб

Материальные затраты (затраты на трубы, бензин ...) 84 900 699

Затраты на оплату труда 1 610 630

Отчисления на социальные нужды (30% от ФОТ) 418 764

Амортизационные отчисления 15 792 073

Прочие затраты (10% от ФОТ) 161 063

Итого основные расходы 101 249 733

Накладные расходы (18% от основных) 18 224 952

Плановые накопления (15%)

Итого

НДС (18%)

Всего затраты на строительство 119 474 685

РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ НА ПРЕДПРИЯТИИ

Определяем чистый поток денежных средств:

$$\text{ПДС} = \text{Э пр} + \text{А} - \text{З кап} - \text{Н им};$$

где Э пр - экономия в виде чистой прибыли, тыс. руб;

А - амортизационные отчисления, тыс. руб;

З кап - капитальные вложения, тыс. руб;

Н им - налог на имущество, тыс. руб;

$$\text{ПДС}_0 = 1275,89 + 1186,4475 - 8505 - 170,1 = -6212,76 \text{ тыс. руб};$$

$$\text{ПДС}_1 = 3402,38 + 1581,93 - 0 - 146,37 = 4837,94 \text{ тыс. руб};$$

$$\text{ПДС}_2 = 3402,38 + 1581,93 - 0 - 106,82 = 4877,49 \text{ тыс. руб};$$

$$\text{ПДС}_3 = 3402,38 + 1581,93 - 0 - 75,18 = 4909,13 \text{ тыс. руб};$$

$$\text{ПДС}_4 = 3402,38 + 1581,93 - 0 - 43,55 = 4940,77 \text{ тыс. руб};$$

$$\text{ПДС}_5 = 3402,38 + 990,83 - 0 - 23,73 = 4369,49 \text{ тыс. руб}.$$

Рассчитываем накопленный чистый поток денежных средств (НПДС) по формуле:

$$\text{НПДС}_0 = -6212,76 \text{ тыс. руб};$$

$$\text{НПДС}_1 = -6212,76 + 4837,94 = -1374,81 \text{ тыс. руб};$$

$$\text{НПДС}_2 = -1374,81 + 4877,49 = 3502,68 \text{ тыс. руб};$$

$$\text{НПДС}_3 = 3502,68 + 4909,13 = 8411,81 \text{ тыс. руб};$$

$$\text{НПДС}_4 = 8411,81 + 4940,77 = 13352,58 \text{ тыс. руб};$$

$$\text{НПДС}_5 = 13352,58 + 4369,49 = 17722,07 \text{ тыс. руб}.$$

Рассчитываем коэффициент дисконтирования по формуле:

где α - коэффициент дисконтирования,

r - норма дисконта, выраженная в долях единицы в год;

t - период расчета.

Отсюда коэффициенты дисконтирования по годам использования проекта при ставке дисконтирования 10% будут равны:

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|-------------------------------------|-----|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т.ПП | Лис |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 42 |

Рассчитаем дисконтированный чистый поток денежных средств (ДПДС) по формуле:

Показатели коммерческой эффективности

Наименование Ед.изм. Показатели

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) тыс.руб 11940.36

Внутренняя норма доходности (ВНД) % 73%

Дисконтированный срок окупаемости год. 2

Вывод. Результаты проведенных расчетов свидетельствуют о том, что рассматриваемый метод по увеличению пропускной способности с помощью строительства лупинга является наиболее эффективным, т.к. положителен, срок окупаемости не превышает 3 лет.

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|-------------------------------------|-----|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т.ПП | Лис |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 43 |

6. Производственная и экологическая безопасность при увеличении пропускной способности промышленного газопровода.

6.1. Производственная безопасность.

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтно-восстановительных работ.

| Наименование видов работ | Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.) | | Нормативные документы |
|-----------------------------------|---|--|---|
| | Вредные | Опасные | |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Ремонтно-восстановительные работы | <i>Физические</i> | | |
| | | Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные) | ГОСТ 12.1.003 -74* ССБТ [31] |
| | | Электрический ток | ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [39] |
| | | Электрическая дуга и металлические искры при сварке | ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [41] |
| | Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе | | |
| | Превышение уровней шума | | ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ [31] СНиП II-12-77 [74] |
| | Превышение уровней вибрации | | ГОСТ 12.1.012-90 СБТ [37] |
| | Превышение уровней ионизирующих излучений | | НРБ-76\87 [73] |
| | Недостаточная освещенность рабочей зоны | | ГОСТ 12.1.046-85 [68] |
| | <i>Химические</i> | | |
| | Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны | ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [33] ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [34] | |
| <i>Биологические</i> | | | |
| | Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися. | ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ [76] | |

6.1.1 Анализ выявленных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении ремонтно-восстановительных работ подводного перехода магистрального газопровода, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера (а также районах приравненных к районам крайнего Севера) используется понятие предельной жесткости погоды (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуре воздуха в градусах Цельсия и удвоенной скорости ветра в м/с), устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления.

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С.

При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже -25 °С работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, а также грузчикам, занятым на погрузочно-разгрузочных работах, и другим работникам, ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около +25 °С.

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева.

Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи.

2. Превышение уровней шума.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|-----|-------------------------------------|------|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т.ПП | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат | | 45 |

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА.

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи, кабины); средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши "Беруши" и др.), заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА. В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство.

3. Превышение уровней вибрации

Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц.

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением вибробезопасного оборудования и инструмента; применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения;
- организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне,

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|-----|-------------------------------------|------|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т.ПП | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат | | 46 |

предусмотренном НТД на них; введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих; вывод работников из мест с превышением ДУ по вибрации).

4. Превышение уровней ионизирующих излучений.

В зависимости от группы критических органов в качестве основных дозовых пределов регламентирована предельно допустимая доза (ПДД). При облучении всего тела и для I группы критических органов установлено значение ПДД (для категории А) 50 мЭв (5 бэр) в год. Для II и III групп критических органов ПДД равна 150 и 300 мЭв (15 и 30 бэр) в год соответственно.

Основные профилактические мероприятия: уменьшение времени пребывания в зоне радиации; увеличение расстояния от источника излучения до работающего; установка защитных экранов; применение аппаратов с дистанционным управлением и др.

Работающие с радиоактивными веществами должны быть обеспечены СИЗ от ионизирующих излучений в соответствии с санитарными правилами при работе с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений.

5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог, освещенность которых должна быть не менее указанной в табл. 1 [13]. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов.

б. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|-------------------------------------|-----|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т.ПП | Лис |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 47 |

допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³, для природного газа ПДК равно 300 мг/м³.

ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ:

1. метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³.

2. в качестве одорантов в основном применяют меркаптаны, в частности этилмеркаптан (C₂H₅SH), которые относятся ко 2-му классу опасности (вещества высокочапасные). ПДК в воздухе рабочей зоны по санитарным нормам 1 мг/м³.

3. ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2-ой классу опасности).

4. ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества).

5. ПДК метанола (CH₃OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м³.

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

При работе с вредными веществами 1-, 2-, 3-го классов опасности (ртуть, одорант, сероводород, метанол, диэтиленгликоль и т.д.) должно быть обеспечено регулярное обезвреживание и дезодорирование СИЗ.

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах («Лепесток», Ф-62Ш, У-2К, «Астра-2», РП-КМ и др.), защитных очках и комбинезонах. При загазованности траншеи или котлована в результате

утечки газа необходимо прекратить работу и вывести людей, запретив курить, зажигать спички или пользоваться открытым огнем.

7. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.

В летнее время года работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены за счет предприятия СИЗ от гнуса и энцефалитного клеща.

6.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении ремонтно-восстановительных работ подводного перехода магистрального газопровода, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные).

Скорость движения автотранспорта, по строительной площадке и вблизи мест производства работ не должны превышать 10 км/час на прямых участках и 5 км/час на поворотах.

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например двуручное управление), предотвращающие травмирование.

Перемещение, установка и работа машин вблизи выемок, траншей и котлованов разрешается только за пределами призмы обрушения грунта.

Для проезда строительной техники через действующие трубопроводы и другие подземные коммуникации предусмотрено устройство переездов, обеспечивающих их сохранность и безопасную эксплуатацию.

2. *Электрический ток, электрическая дуга и металлические искры при сварке.*

Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека, не должны превышать следующих значений:

- переменный (50 Гц) – U не более 2,0 В, I не более 0,3 мА;
- переменный (400 Гц) – U не более 3,0 В, I не более 0,4 мА;
- постоянный – U не более 8,0 В, I не более 1,0 мА.

Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25°C) и влажности (относительная влажность более 75%), должны быть уменьшены в три раза.

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения и тем более прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки.

Для защиты от поражения электрическим током необходимо использовать следующие средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки.

Для защиты от электрической дуги и металлических искр при сварке необходимо использовать: защитные костюмы, защитные каски или очки и т.п.

6.2 Экологическая безопасность.

Проведение природоохранных мероприятий должно обеспечивать возможность сохранения существующего до начала строительства и потенциально достижимого при строительстве:

- уровня загрязнения природной среды;
- уровня доходности нарушаемых угодий;
- локализацию и уменьшение активности опасных природных процессов.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|-----|-------------------------------------|------|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т.ПП | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат | | 50 |

Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия при ремонте подводного перехода

| Природные ресурсы и компоненты | Вредные воздействия | Природоохранные мероприятия |
|--------------------------------|--|---|
| Земля и земельные ресурсы | Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель | На протяжении всего периода строительства должен осуществляться контроль соблюдения границ землеотвода. |
| | Засорение почвы производственными отходами | Приказом по предприятию назначается лицо, ответственное за сбор, временное хранение и организацию своевременного вывоза отходов образующихся в результате проведения работ. На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам и выше перечисленным инструкциям. Места сбора и накопления отходов должны быть оборудованы углекислотными огнетушителями, ящиками с песком, лопатой, войлоком, кошмой или асбестом. |
| Лес и лесные ресурсы | Оставление недорубов, захламление лесосек. | Спиленные остатки, выкорчеванные в полосе строительства пни захораниваются в траншею в полосе временного отвода |
| | Лесные пожары | в качестве противопожарных мероприятий выполняются работы по созданию противопожарных заслонов (уборка валежника, срезка пожароопасного подлеска и п.т.) |

| | | | | | | |
|-----------------------|--|---|---------|-----|-------------------------------------|------|
| | Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова | <p>В подготовительный период обустраивается сеть временных дорог и проездов, оптимально обусловленная, с учетом возможного сокращения протяженности перевозок. Работы по их строительству выполняются до выхода строительной техники на трассу, с соблюдением экологических требований и природоохранных мероприятий. После окончания строительных работ на месте ликвидируемых временных сооружений производится очистка территории. На этапе технической рекультивации земель после окончания строительства газопровода и сопутствующих сооружений должна проводиться уборка строительного мусора (по всей территории отвода земель).</p> | | | | |
| Вода и водные ресурсы | Загрязнение сточными водами и мусором (буровом растворе, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами и др.) | <p>Соблюдение согласованных мест расположения и границ площадок, расположенных от водоемов и водотоков на нормируемом расстоянии с целью исключения попадания загрязнений и нефтепродуктов в поверхностные воды;</p> <p>Емкости с отработанными ГСМ должны временно храниться на специально отведенной площадке с обваловкой на металлических поддонах, с оборудованным герметичным бордюром, позволяющим предотвратить разлив хранящегося количества отходов ГСМ за пределы площадки. Обслуживание, ремонт, заправка техники осуществляется на специально оборудованных (с</p> | | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т.ПП | Лист |
| | | | | | | 52 |

6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Основными факторами, способными привести к чрезвычайным ситуациям техногенного происхождения на объекте, являются:

3. нарушение технологии строительства;
4. отступление от проектных решений;
5. нарушение правил эксплуатации и технологических регламентов;
6. несанкционированные действия посторонних лиц;
7. умышленное или непреднамеренное повреждение оборудования и технических средств;
8. нарушение правил противопожарной безопасности и норм безопасности труда;
9. ускоренная амортизация оборудования вследствие несоблюдения правил и норм технического обслуживания и ремонта;
10. террористический акт.

К основным причинам чрезвычайных ситуаций природного происхождения на трубопроводе для транспортирования природного газа являются :

1. повреждение технологического оборудования в результате ледоходов и наводнений при весенних паводках;
2. массовые лесные пожары и возгорания торфяников на прилегающих к объектам территориях;
3. стихийные катастрофические тектонические процессы в районе размещения объектов системы.

Основными последствиями чрезвычайных ситуаций на объекте могут быть:

1. загрязнение почв, поверхностных водотоков и подземных источников в результате утечек углеводородного сырья при нарушении герметичности трубопровода и резервуаров;
2. уничтожение растительного покрова и загрязнение атмосферы в результате возгораний углеводородного сырья, пролитого при авариях и неисправностях на трубопроводе и его объектах;

3. неблагоприятное воздействие на популяцию животных в районе расположения объекта.

Наибольший ущерб окружающей среде может быть нанесен при авариях, связанных с разрывом линейной части, так как в этих случаях масштабы загрязнения земли и поверхностных вод являются самыми значительными.

При условии полного выполнения положений и требований технической документации по сооружению и эксплуатации трубопровода, реализации мер по эффективному и постоянному контролю герметичности трубопровода, соблюдению режимов деятельности в полосе отвода вероятность аварий сводится к минимально возможному уровню для объектов такого вида.

Наиболее распространенные виды инцидентов и аварий на трассе трубопровода, а также возможные способы их устранения приведены в таблице 3.

| Таблица 3 – Возможные неисправности и аварии на трубопроводе МСРТ Ду-150 Характер инцидента или аварии | Возможные причины | Способ устранения |
|---|---|--|
| Инциденты | | |
| Капельная или струйная течь в соединении труб (оборудования) | Уплотнительное кольцо установлено неправильно; уплотнительное кольцо имеет дефекты; под уплотнительное кольцо попал при монтаже посторонний предмет; на манжете трубы имеются забоины | Установить аварийную муфту |
| Течь углеводородного сырья через трещины в продольном сварном шве трубы, через односторонние пробоины в теле трубы | Повышение давления в трубопроводе выше допустимого; повреждение трубопровода в результате механического воздействия | Установить односторонний аварийный хомут |
| Течь углеводородного сырья через сквозные пробоины труб | Повреждение трубопровода в результате механического воздействия | Установить двусторонний аварийный хомут |
| Аварии | | |
| Течь углеводородного сырья через трещину в продольном сварном шве, через пробоины в теле трубы (длина поврежденного участка больше длины аварийного хомута) | Повышение давления в трубопроводе выше допустимого; повреждение трубопровода в результате механического воздействия | Прекратить перекачку и заменить поврежденную трубу |

| | | |
|---------------------------------------|---|--|
| Выход из строя участка трубопровода | Повреждение трубопровода в результате механического воздействия; наезд на трубопровод тяжелого транспорта; стихийное бедствие | Прекратить перекачку и заменить поврежденные трубы |
| Разрыв трубопровода в соединении труб | Повышение давления в трубопроводе выше допустимого; повреждение стального запорного кольца; недостатки монтажа | Прекратить перекачку, присоединить задвижки, закрыть их, при необходимости заменить поврежденные трубы, собрать недостающую линию из вставок, открыть задвижки |

Аварии на магистральном и внутривозрадных трубопроводах могут происходить в виде свищей, трещин, режы в виде порывов. Для предотвращения возникновения чрезвычайных ситуаций техногенного характера предусматривается периодический контроль за состоянием тела трубы с помощью средств диагностики.

При проведении своевременных диагностик, ревизий и капитальных ремонтов трубопроводов, аварийные ситуации с негативными последствиями для окружающей среды могут быть сведены до минимальных.

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|-------------------------------------|-----|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т.ПП | Лис |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 56 |

Заключение

Проведенный анализ и методы исследования позволяют сделать следующие выводы:

Анализ нормативной документации позволяет производить строительство методов по увеличению пропускной способности трубопровода что в дальнейшем можно усовершенствовать в параллельный газопровода.

Строительству лупинга увеличивает пропускную способность трубопровода с безопасной перекачкой сжиженного газового конденсата в однофазном состоянии по подземному трубопроводу.

Экономический анализ транспортировки широкой фракции углеводородов показывает, что использование лупинга для увеличения пропускной способности для смеси природных газов в однофазном жидком состоянии позволяет снизить риски транспортировки и способствует стабильному рабочему показателю

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|-------------------------------------|-----|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т.ПП | Лис |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 57 |

1. Список литературы Белоусов В.Д. Трубопроводный транспорт нефти и газа
2. Садыкова Р.М. Особенности строительства трубопроводов сжиженных углеводородных газов в Арктике / Е.И. Крапивский, Р.М. Садыкова // Рассохинские чтения. Часть 2.-Ухта:УГТУ, 2014-с.247-251.
3. Садыкова Р.М. О возможности транспортирования смеси сжиженных углеводородов Чайядинского и Ковыктинского месторождений по подземному низкотемпературному трубопроводу / Е.И. Крапивский, 125 Р.М. Садыкова // Актуальные проблемы науки и техники. – Уфа: УГНТУ, 2015. – с 199-201.
4. Сафонов В.С. Тепловой расчет магистральных трубопроводов сжиженного природного газа при установившемся режиме работы / В.С. Сафонов, В.Д. Белоусов, Е.И. Яковлев // Изв. вузов. Нефть и газ.– 1973.- № 1.-с. 81- 84.
5. Садыкова Р.М. О возможности транспортирования смеси сжиженных углеводородов Чайядинского и Ковыктинского месторождений по подземному низкотемпературному трубопроводу / Е.И. Крапивский, 125 Р.М. Садыкова // Актуальные проблемы науки и техники. – Уфа: УГНТУ, 2015. – с 199-201.
6. Садыкова Р.М. Специфика сооружения трубопроводов транспортирующих смесь сжиженных углеводородных газов в вечной мерзлоте/Е.И. Крапивский, Р.М. Садыкова // Современные научные достижения-2014.-Прага (Чехия): изд-во «Образование и наука», 2014 – с.124.
7. Руднев В.П. Технология перекачки сжиженных газов // М.: «Недра», 1986.–95 с.130.
8. Р 585-85 «Рекомендации по проектированию газопроводов транспортирующих охлажденный газ» -М: ОАО ВНИИСТ, 1985
9. Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа / Под ред. В.Ф. Новоселова. - М.: Недра, 1992.
10. Садыкова Р.М. Проектирование трубопровода сжиженных

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|-----|-------------------------------------|------|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т.ПП | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат | | 58 |

углеводородных газов Тамбей-Бованенково Е.И. Крапивский, Г.С. Миннегулова, Р.М. Садыкова/ Проблема освоения недр в 21 веке глазами молодых - М: ИПКОН РАН, 2013 г. – с. 356-358

11. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации газопроводов. Новоселов В.Ф., Гольянов А.И., Муфтахов Е.М.-М.: Недра, 1982 – 136с.

12. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Юфие В.А и др.. – М.: Недра, 1987

13. Скугорова Л.П. Материалы для сооружения газонефтепроводов и хранилищ. М.: Нефть и газ, 1996 – 450с.

14. Новоселов В.Ф., Гольянов А.И., Муфтахов Е.М. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации газопроводов. Учебное пособие. М., Недра, 1982.

15. ВСН 51-3-85 Проектирование промысловых стальных трубопроводов

16. СТО Газпром 2-2.1-383-2009. Нормы проектирования промысловых трубопроводов

17. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*

18. ВСН 005-88 (Миннефтегазстрой) Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация;

19. ВСН 009-88 (Миннефтегазстрой) Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Конструкции и балластировка;

20. ВСН 011-88 (Миннефтегазстрой) Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание;

21. ВСН 012-88 (Миннефтегазстрой) Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ;

22. СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы».

23. СП 34-116-97. Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов.

24. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|-----|-------------------------------------|------|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т.ПП | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дат | | 59 |

25. СНиП 2.01.07-85. Нагрузки и воздействия.
26. ВСН 51-3-85. Проектирование промышленных стальных трубопроводов.
27. ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений.
28. РД 51-3133949-58-2000 «Инструкция по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности».
29. РД 558-97 «Руководящий документ по технологии сварки при производстве ремонтно-восстановительных работ на газопроводах».
30. РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах», Госгортехнадзор России, 2000 г.
31. Сафонов В.С. Тепловой расчет магистральных трубопроводов сжиженного природного газа при установившемся режиме работы / В.С. Сафонов, В.Д. Белоусов, Е.И. Яковлев // Изв. вузов. Нефть и газ.– 1973.- № 1.-с. 81- 84.

| | | | | | | |
|------|-----|----------|---------|-----|-------------------------------------|-----|
| | | | | | НИИ ТПУ. 21.03.01.3-2Б31Т.ПП | Лис |
| Изм. | Лис | № докум. | Подпись | Дат | | 60 |