

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

---

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

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**

| Тема работы   |
|---|
| «Проектирование станции охлаждения газа линейно-производственного управления»<br>УДК <u>622.691.4.053-046.47-047.74</u> |

Студент

| Группа | ФИО            | Подпись | Дата |
|--------|----------------|---------|------|
| 2Б4А   | Сурженко Д. В. |         |      |

Руководитель

| Должность | ФИО             | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------|------------------------|---------|------|
| доцент    | Рудаченко А. В. | к.т.н, доцент          |         |      |

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО            | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------|------------------------|---------|------|
| ассистент | Макашева Ю. С. |                        |         |      |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО             | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------|------------------------|---------|------|
| ассистент | Абраменко Н. С. |                        |         |      |

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

| Руководитель ООП | ФИО          | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|--------------|------------------------|---------|------|
| <b>ОНД ИШПР</b>  | Брусник О.В. | к.п.н, доцент          |         |      |

# ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

## *Планируемые результаты обучения*

| <i>Код результата</i>  | <i>Результат обучения<br/>(выпускник должен быть готов)</i>   | <i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>  |
|--|---|--|
| <b><i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></b> |   |  |
| <b>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</b>                                    |   |  |
| P1   | Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности    | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>                       |
| P2   | Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности                            | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>                                       |
| <i>в области производственно-технологической деятельности</i>  |   |  |
| P3   | Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов   | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i> |
| P4   | Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>   |
| <i>в области организационно-управленческой деятельности</i>  |   |  |
| P5   | Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы   | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>                   |
| P6   | Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового промышленного оборудования  | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).</i>                                   |
| <i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>                                       |   |  |
| P7   | Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового                         | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25,</i>                                     |

| <i>Код результата</i>   | <i>Результат обучения<br/>(выпускник должен быть готов)</i>  | <i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>   |
|---|--|---|
|   | дела   | ПК-26).   |
| <i>в области проектной деятельности</i>   |  |   |
| P8  | Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).</i>   |
| <b>Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</b> |  |   |
| P9  | Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН   | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i> |
| P10   | Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН  | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>                 |
| P11   | Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН   | <i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>           |

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП ОНД ИШПР  
 \_\_\_\_\_ Брусник О.В.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

| Группа | ФИО                          |
|--------|------------------------------|
| 2Б4А   | Сурженко Дмитрию Викторовичу |

Тема работы:

|   |                        |
|---|------------------------|
| «Проектирование станции охлаждения газа линейно-производственного управления» |                        |
| Утверждена приказом директора (дата, номер)                                   | 27.04.2018 г. № 3031/с |

|  |              |
|--|--------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 01.06.2018г. |
|--|--------------|

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

|   |   |
|---|---|
| <p><b>Исходные данные к работе</b><br/> <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p> | <p>Станция охлаждения газа [REDACTED].<br/>                     Станция охлаждает транспортируемый по системе магистральных газопроводов природный газ в летний период. Объект относится к технологическому сооружению повышенной опасности, требующих особых условий эксплуатации.</p> |
|---|---|

|  |   |
|--|---|
| <p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b><br/> <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p> | <p>Изучение нормативно-технической документации. Анализ проблем транспортировки газа и пути их решения. Определение оптимальной технологической схемы и выбор оптимального компрессора хладагента. Определение оптимального технологического цикла охлаждения газа.</p> |
|--|---|

|  |                                 |
|--|---------------------------------|
| <p><b>Перечень графического материала</b><br/> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p> | <p>Технологическая схема КС</p> |
|--|---------------------------------|

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
*(с указанием разделов)*

| Раздел  | Консультант     |
|---|-----------------|
| «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» | Макашева Ю. С.  |
| «Социальная ответственность»                                      | Абраменко Н. С. |

|  |                    |
|--|--------------------|
| <p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p> | <p>25.03.2018г</p> |
|--|--------------------|

**Задание выдал руководитель:**

| Должность | ФИО             | Ученая степень, звание | Подпись | Дата       |
|-----------|-----------------|------------------------|---------|------------|
| доцент    | Рудаченко А. В. | к.т.н, доцент          |         | 25.03.2018 |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                         | Подпись | Дата       |
|--------|-----------------------------|---------|------------|
| 2Б4А   | Сурженко Дмитрий Викторович |         | 25.03.2018 |

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСО-  
СБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

|               |                              |
|---------------|------------------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                   |
| 2Б4А          | Сурженко Дмитрию Викторовичу |

|                         |                           |                           |   |
|-------------------------|---------------------------|---------------------------|---|
| <b>Инженерная школа</b> | <b>Природных ресурсов</b> | <b>Отделение</b>          | <b>Нефтегазового дела</b>   |
| Уровень образования     | бакалавриат               | Направление/специальность | 21.03.01 «Нефтегазовое дело»<br>профиль «Эксплуатация и<br>обслуживание объектов<br>транспорта и хранения нефти,<br>газа и продуктов переработки» |

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

|  |   |
|--|---|
| 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих | Капитальные вложения на строительство станции охлаждения газа, эксплуатационные расходы.  |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов   | Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций.           |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования                                  | Налог на добавленную стоимость (НДС) – 18%, плата за природопользование (по действующим нормативам), налог на прибыль – 20%, налог на имущество – 2%. |

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

|  |   |
|--|---|
| 1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения | Определение стоимости материально-технических и трудовых ресурсов при строительстве и эксплуатации объекта. |
| 2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования        | Оценка эффективности инвестиций при строительстве станции охлаждения газа.                                  |

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

|  |
|--|
| 1. Структура капитальных вложений по сводке затрат |
|--|

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

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

**Задание выдал консультант:**

|                  |                |                                   |                |             |
|------------------|----------------|-----------------------------------|----------------|-------------|
| <b>Должность</b> | <b>ФИО</b>     | <b>Ученая степень,<br/>звание</b> | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
| ассистент        | Макашева Ю. С. |                                   |                |             |

**Задание принял к исполнению студент:**

|               |                             |                |             |
|---------------|-----------------------------|----------------|-------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                  | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
| 2Б4А          | Сурженко Дмитрий Викторович |                |             |

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

|        |                              |
|--------|------------------------------|
| Группа | ФИО                          |
| 2Б4А   | Сурженко Дмитрию Викторовичу |

|                     |                    |                           |  |
|---------------------|--------------------|---------------------------|--|
| Инженерная школа    | Природных ресурсов | Отделение                 | Нефтегазового дела   |
| Уровень образования | бакалавриат        | Направление/специальность | 21.03.01 «Нефтегазовое дело»<br>профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки» |

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

|  |   |
|--|---|
| <p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.</p> | <p><u>Объектом</u> исследования является станция охлаждения газа [REDACTED]. Объект относится к технологическому сооружению повышенной опасности, требующему особых условий эксплуатации. Выявить вредные и опасные проявления факторов производственной среды, возможности негативного воздействия на компоненты окружающей среды, возможные чрезвычайные ситуации на объекте.</p> |
|--|---|

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

|  |   |
|--|---|
| <p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения</p>   | <p><u>Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Повышенный уровень шума на рабочем месте;</li> <li>– Повышенный уровень вибрации на рабочем месте;</li> <li>– Загазованность и запыленность рабочей зоны.</li> </ul> <p><u>Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Поражение электрическим током;</li> <li>– Оборудование и трубопроводы работающие под давлением;</li> </ul> |
| <p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul> | <p><u>Выполнить анализ и предложить мероприятия по уменьшению воздействия станции охлаждения газа:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– атмосферу;</li> <li>– гидросферу;</li> <li>– литосферу.</li> </ul>  |
| <p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> </ul>  | <p><u>Определить возможные ЧС и возможные причины их возникновения.</u></p> <p><u>Предложить основные мероприятия по уменьшению возникновения ЧС.</u></p> <p><u>Анализ наиболее вероятной ЧС.</u></p>   |

|   |  |
|---|--|
| – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.   |  |
| <b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul> | <u>Привести основные характерные правовые нормы</u> трудового законодательства при эксплуатации СОГ и требования специальной оценки и компенсации за вредные условия труда.<br><u>Определить организацию</u> безопасного и эффективного ведения работ. |

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

**Задание выдал консультант:**

| Должность | ФИО             | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------|------------------------|---------|------|
| ассистент | Абраменко Н. С. |                        |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                         | Подпись | Дата |
|--------|-----------------------------|---------|------|
| 2Б4А   | Сурженко Дмитрий Викторович |         |      |

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 83 страницы, 12 рисунков, 21 таблица, 37 источников, 1 приложение.

*Ключевые слова:* магистральный газопровод, станция охлаждения газа, природный газ, компримирование газа, многолетнемерзлый грунт, растепление грунта, вязкость газа, пропускная способность газопровода, хладагент, компрессор.

*Предметом исследования является* проект станции охлаждения газа

████████████████████.

*Цель работы:* выбор методов повышения эффективности охлаждения газа.

*В результате работы:* проведен анализ проблемы транспортировки газа и методов ее решения; определена оптимальная технологическая схема станции охлаждения газа; определен оптимальный технологический цикл охлаждения газа; выбран оптимальный компрессора хладагента.

*Область применения:* магистральный газопровод, проложенный в районах многолетней мерзлоты.

*Экономическая эффективность или значимость работ.* Определение экономической оценки проекта строительства станции охлаждения, позволяющего более выгодно транспортировать газ через систему магистральных газопроводов.

| Изм.       | Лист | № докум.        | Подпись | Дата |  |                        |      |        |
|------------|------|-----------------|---------|------|--|------------------------|------|--------|
|            |      |                 |         |      | <i>Проектирование станции охлаждения газа линейно-производственного управления</i> |                        |      |        |
| Разраб.    |      | Сурженко Д. В.  |         |      | <i>Реферат</i>   | Лит.                   | Лист | Листов |
| Руковод.   |      | Рудаченко А. В. |         |      |  |                        | 9    | 83     |
| Консульт.  |      |                 |         |      |  | <i>НИ ТПУ гр. 2Б4А</i> |      |        |
| Рук-ль ООП |      | Брусник О.В.    |         |      |  |                        |      |        |

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В данной выпускной квалификационной работе были применены следующие термины и определения:

**Магистральный газопровод** – трубопровод, предназначенный для транспортирования природного газа из районов добычи к пунктам потребления.

**Компримирование газа** – повышение давления газа с помощью компрессора.

**Грунт** – это горные породы, почвы, техногенные образования, представляющие собой многокомпонентную и многообразную геологическую систему и являющиеся объектом инженерно-хозяйственной деятельности человека [4].

**Грунт многолетнемерзлый** – грунт, находящийся в мерзлом состоянии постоянно в течение трех и более лет [4].

**Теплоизоляционная конструкция** — это конструкция, состоящая из одного или нескольких слоев теплоизоляционного материала (изделия), защитно-покровного слоя и элементов крепления.

**Дросселирование газа** — понижение давления в потоке газа при прохождении его через дроссель — местное гидродинамическое сопротивление (диафрагма, клапан, кран, вентиль), сопровождающееся изменением температуры.

**Дроссель** – элемент трубопроводной арматуры, предназначенный для снижения рабочего давления в системе за счет увеличения гидравлического сопротивления в проточной части.

**Хладагент** – рабочее вещество холодильной машины, которое при кипении отбирает тепло от охлаждаемого тела.

|                   |             |                 |                |             |  |                        |             |               |
|-------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|------------------------|-------------|---------------|
|                   |             |                 |                |             | <i>Проектирование станции охлаждения газа линейно-производственного управления</i> |                        |             |               |
| <i>Изм.</i>       | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  |                        |             |               |
| <i>Разраб.</i>    |             | Сурженко Д. В.  |                |             | <i>Определения, обозначения и сокращения</i>                                       | <i>Лит.</i>            | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i>   |             | Рудаченко А. В. |                |             |  |                        | 10          | 83            |
| <i>Консульт.</i>  |             |                 |                |             |  | <i>НИ ТПУ гр. 2Б4А</i> |             |               |
| <i>Рук-ль ООП</i> |             | Брусник О.В.    |                |             |  |                        |             |               |

В настоящей выпускной квалификационной работе были использованы ссылки на следующие обозначения и сокращения:

ГКМ – газоконденсатное месторождение;

ТЭК – топливно-энергетический комплекс;

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

СОГ – станция охлаждения газа;

КС – компрессорная станция;

КЦ – компрессорный цех;

ГТУ – газотурбинная установка;

ГПА – газоперекачивающий агрегат;

ТКА – турбокомпрессорный агрегат;

МЦК – многовальный центробежный компрессор;

ММГ – многолетнемерзлый грунт;

МГ – магистральный газопровод;

ЛПУМГ – линейно-производственное управление магистральных газопроводов;

ППУ – пенополиуретан;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и средства автоматики;

АСУ – автоматическая система управления.

|             |             |                 |                |             |  |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Определения, обозначения и сокращения</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  | 11          |

## ОГЛАВЛЕНИЕ

|   |    |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ.....   | 14 |
| 1 АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ ТРАНСПОРТИРОВКИ ГАЗА .....   | 16 |
| 2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИСЛЕДОВАНИЯ .....   | 19 |
| 2.1 Нормативная и техническая документация.....   | 19 |
| 2.2 Компримирование газа .....  | 20 |
| 2.4 Краткая характеристика грунтов Ямало-Ненецкого автономного округа<br>.....                      | 27 |
| 2.5 Способы обеспечения надежной работы газопровода, проложенного в<br>районах Крайнего Севера..... | 29 |
| 2.6 Применение теплоизоляционных материалов .....   | 31 |
| 2.7 Применение аппаратов воздушного охлаждения .....  | 35 |
| 2.8 Станция охлаждения газа .....   | 38 |
| 2.8.1 Краткая характеристика станции охлаждения газа.....   | 38 |
| 2.8.2 Процесс охлаждения природного газа.....   | 42 |
| 2.8.3 Схема и состав модуля охлаждения.....   | 43 |
| 2.8.4 Технологический цикл охлаждения.....  | 45 |
| 2.8.5 Оборудование станции охлаждения газа. Назначение и<br>характеристики.....                     | 47 |
| 3 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО КОМПРЕССОРА ХЛАДАГЕНТА .....   | 54 |
| 3.1 Расчет показателей центробежного нагнетателя [REDACTED] .....                                   | 54 |
| 3.2 Расчет показателей центробежного нагнетателя типа [REDACTED] .....                              | 56 |
| 3.3 Анализ полученных результатов.....  | 58 |

|                   |             |                          |                |             |   |             |               |
|-------------------|-------------|--------------------------|----------------|-------------|---|-------------|---------------|
|                   |             |                          |                |             | <i>Проектирование станции охлаждения газа линейно-<br/>производственного управления</i> |             |               |
| <i>Изм.</i>       | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i>          | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |   |             |               |
| <i>Разраб.</i>    |             | <i>Сурженко Д. В.</i>    |                |             | <i>Лит.</i>   | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i>   |             | <i>Рудаченко А. В.</i>   |                |             |   | 12          | 83            |
| <i>Консульт.</i>  |             |                          |                |             | <i>Оглавление</i><br><br><i>НИ ТПУ гр. 2Б4А</i>   |             |               |
| <i>Рук-ль ООП</i> |             | <i>Брусник О.В. А.В.</i> |                |             |   |             |               |

|  |    |
|--|----|
| 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И<br>РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....                          | 59 |
| 4.1 Расчет экономической эффективности от строительства станции<br>охлаждения газа .....           | 61 |
| 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....  | 66 |
| Введение.....  | 66 |
| 5.1 Производственная безопасность .....  | 67 |
| 5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование<br>мероприятий по их устранению ..... | 67 |
| 5.1.2 Анализ опасных производственных факторов .....   | 69 |
| 5.2 Экологическая безопасность.....  | 71 |
| 5.2.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу .....  | 71 |
| 5.2.2 Анализ воздействия объекта на гидросферу и литосферу .....                                   | 71 |
| 5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....  | 73 |
| 5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....                              | 75 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....   | 78 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....   | 80 |
| Приложение А .....   | 83 |

## ВВЕДЕНИЕ

Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) – существенный элемент экономики Российской Федерации. Важнейшая составляющая ТЭК – нефтегазовый комплекс страны. Россия – мировой лидер по добыче и экспорту газа. Особенно в газодобыче выделяется Ямало-Ненецкий автономный округ. На сегодняшний день на его территории сосредоточено около 4/5 от всего извлекаемого газа России. Уренгойское месторождение, запасы которого оцениваются в десять триллионов кубических метров (10 % от всего объема общероссийских залежей природного газа), находится на территории этого субъекта. Здесь же расположено месторождение «Заполярное» и Ямбургское ГКМ, являющиеся лидером по уровню добычи газа в России. Также существенные запасы залежей «голубого» топлива находятся в Иркутской области, на севере Красноярского края, на шельфах Баренцевого и Карского морей.

Транспортировка природного газа из районов их добычи до потребителя подразумевает строительство и эксплуатацию газопроводов в многолетнемерзлых грунтах, что значительно осложняет обеспечение надежной работы газотранспортной сети Российской Федерации.

Обеспечение безотказной работы трубопроводов, проложенных в районах многолетнемерзлых грунтов – это важнейшая задача, обеспечивающая стабильное развитие нефтегазового комплекса страны и экономики в целом.

**Актуальность работы.** Применение станций охлаждения газа позволяет предотвращать растепление многолетнемерзлых грунтов и тем самым сохранить их проектное положение и обеспечить их безотказную работу. Также при уменьшении температуры снижается вязкость газа, что позволяет существенно уменьшить затраты на его транспортировку.

| Изм.       | Лист | № докум.        | Подпись | Дата |  |                        |      |        |
|------------|------|-----------------|---------|------|--|------------------------|------|--------|
|            |      |                 |         |      | <i>Проектирование станции охлаждения газа линейно-производственного управления</i> |                        |      |        |
| Разраб.    |      | Сурженко Д. В.  |         |      | <i>Введение</i>  | Лит.                   | Лист | Листов |
| Руковод.   |      | Рудаченко А. В. |         |      |  |                        | 14   | 83     |
| Консульт.  |      |                 |         |      |  | <i>НИ ТПУ гр. 2Б4А</i> |      |        |
| Рук-ль ООП |      | Брусник О.В.    |         |      |  |                        |      |        |

**Предмет исследования.** Проект Станции охлаждения газа



**Цель работы.** Выбор методов повышения эффективности охлаждения газа.

**Задачи.** Изучение нормативно-технической документации. Анализ проблем транспортировки газа и пути их решения. Определение оптимальной технологической схемы и выбор оптимального компрессора хладагента. Определение оптимального технологического цикла охлаждения газа.

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

# 1 АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ ТРАНСПОРТИРОВКИ ГАЗА

Около шестидесяти процентов территории нашей страны составляют вечномёрзлые грунты. Эти грунты обладают специфическими свойствами, связанными с изменением их несущей способности в зависимости от температуры. При низких температурах они обладают большой прочностью. Однако при их оттаивании, они практически полностью теряют прочностные свойства. Поэтому строительство и эксплуатация газопроводов в таких грунтах представляет сложную инженерную задачу.



Рисунок 1 – Распространение многолетнемерзлых грунтов на территории России [1]

Основные запасы природного газа расположены в области, покрытой многолетнемерзлыми грунтами. Транспортировка природного газа от месторождений до потребителя осуществляется с помощью магистральных

|                   |             |                 |                |             |  |             |               |
|-------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|---------------|
|                   |             |                 |                |             | <i>Проектирование станции охлаждения газа линейно-производственного управления</i> |             |               |
| <i>Изм.</i>       | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  |             |               |
| <i>Разраб.</i>    |             | Сурженко Д. В.  |                |             | <i>Лит.</i>  | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i>   |             | Рудаченко А. В. |                |             |  | 16          | 83            |
| <i>Консульт.</i>  |             |                 |                |             | <i>НИ ТПУ гр. 2Б4А</i>   |             |               |
| <i>Рук-ль ООП</i> |             | Брусник О.В.    |                |             |  |             |               |
|                   |             |                 |                |             | <i>Анализ проблемы транспортировки газа</i>  |             |               |

газопроводов, которые неизбежно будут проложены в зонах вечной мерзлоты.

Опыт эксплуатации магистральных газопроводов в зонах вечной мерзлоты показывает, что одним из основных факторов, снижающих их эксплуатационную надежность, является тепловое воздействие транспортируемой среды на многолетнемерзлый грунт. Оттаивание грунтов ведет к отклонению трубопроводов от их проектного местоположения. Их продольные и поперечные перемещения вследствие сезонных изменений температуры газа приводят к повреждению антикоррозионной изоляции, к потере устойчивости трубопровода и появлению трещин в стенках трубы.

Поскольку газопроводы находятся в грунте с высокой степенью обводненности то их практически невозможно надежно зафиксировать. Поэтому существуют два основных метода предупреждения продольных перемещений газопровода: применение теплоизоляционных материалов и изменение температуры транспортируемого газа.

Одним из наиболее эффективных методов предупреждения оттаивания грунтов, является охлаждение транспортируемого газа до температуры, позволяющей избежать растепления грунта. Для осуществления данного метода применяют аппараты воздушного охлаждения. Они охлаждают газ, нагретый после его компримирования на компрессорной станции.

При охлаждении газа:

- увеличивается производительность трубопровода;
- требуется меньшая мощность ГПА;
- снижается температура трубопровода и, следовательно, уменьшается скорость коррозии металла труб;
- повышается срок службы изоляционных покрытий трубопровода.

Но АВО эффективны только при отрицательных температурах воздуха. При более высоких температурах, например в летний период, актуальным методом охлаждения газа становится использование станций охлаждения газа. Их экономическая эффективность обеспечивается за счет уменьшения

|             |             |                 |                |             |   |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Анализ проблемы транспортировки газа</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |   | 17          |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |   |             |

количества аварийных ситуаций на линейной части газопроводов, сокращения ремонтных расходов, снижения капитальных затрат на компенсацию температурных деформаций и антикоррозионную защиту труб, а также за счет увеличения объемной производительности газопроводов при низких температурах транспортируемого газа.

|             |             |                 |                |             |   |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Анализ проблемы транспортировки газа</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |   | 18          |

## 2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИСЛЕДОВАНИЯ

### 2.1 Нормативная и техническая документация

Регламент [REDACTED]. Технический регламент на станцию охлаждения газа [REDACTED].

ОНТП 51-1-85 Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть I. Газопроводы.

ПР 51-31323949-43-99 Методические указания по проведению теплотехнических и газодинамических расчетов при испытаниях газотурбинных газоперекачивающих агрегатов.

ФНП Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утверждены приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 №101 (с изменениями, внесенными приказом №1 Ростехнадзора от 12.01.2015).

ФНП Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов, (утверждены приказом Ростехнадзора от 6.11.2013г. №520).

ФНП Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением, утверждены приказом Ростехнадзора от 25.03.2014г. № 116.

Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов, утверждены приказом Ростехнадзора от 27.12.2012 №784.

СНиП 3.05.05-84 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы.

СНиП 2.02.04-88 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах.

СП 11-105-97 Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть IV. Правила производства работ в районах распространения многолетнемерзлых грунтов

СП 50-101-2004 Проектирование и устройство оснований и фундаментов зданий и сооружений.

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

| Изм.       | Лист | № докум.        | Подпись | Дата |  |                        |      |        |
|------------|------|-----------------|---------|------|--|------------------------|------|--------|
|            |      |                 |         |      | <i>Проектирование станции охлаждения газа линейно-производственного управления</i> |                        |      |        |
|            |      |                 |         |      |  |                        |      |        |
| Разраб.    |      | Сурженко Д. В.  |         |      | <i>Объект и методы исследования</i>  | Лит.                   | Лист | Листов |
| Руковод.   |      | Рудаченко А. В. |         |      |  |                        | 19   | 83     |
| Консульт.  |      |                 |         |      |  |                        |      |        |
| Рук-ль ООП |      | Брусник О.В.    |         |      |  |                        |      |        |
|            |      |                 |         |      |  | <i>НИ ТПУ гр. 2Б4А</i> |      |        |

СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 111-42-80\*.

СП 25.13330.2012 Основания и фундаменты на вечномёрзлых грунтах. Актуализированная версия СНиП 2.02.04-88.

ГОСТ Р 51852-2001 Установки газотурбинные. Термины и определения.

ГОСТ Р 12.3.047-2012. ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля;

ГОСТ 25100-2011 Грунты. Классификация.

Федеральный закон от 22 июля 2008г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (в ред. от 10.07.2012 №117-ФЗ, от 2.07.2013 №185-ФЗ, от 23.06.2014 №160-ФЗ, от 13.07.2015г. №234-ФЗ).

СП 5.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования.

СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации магистральных газопроводов.

ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

## 2.2 Компримирование газа

Компримирование (сжатие) газа – повышение давления газа с помощью компрессора. Компримирование – одна из основных операций при транспортировке углеводородных газов по магистральным трубопроводам, закачке их нефтегазоносные структуры для поддержания пластового давления, в процессе заполнения подземных хранилищ газа и при сжижении газа. Известно, что при компримировании газа его температура повышается [2].

В теории компрессорных машин, работающих в условиях, когда можно пренебречь межмолекулярными силами и размерами молекул, используется уравнение состояния идеального газа:

$$p \cdot V = \frac{m}{\mu} \cdot R_{\mu} \cdot T, \quad (1)$$

|      |      |          |         |      |                              |      |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Объект и методы исследования | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                              | 20   |

где  $p$  – давление газа, Па;  $V$  – объем газа, м<sup>3</sup>;  $m$  – масса газа, кг;  $\mu$  – молекулярная масса;  $R_\mu$  – универсальная газовая постоянная = 8310 Дж/(кмоль·К);  $T$  – абсолютная температура газа, К.

В теории компрессорных машин рассматриваются так называемые эталонные процессы: для машин без внутреннего охлаждения (лопастной компрессор) – адиабатный процесс; для машин с внутренним охлаждением (поршневой компрессор) – изотермический процесс [3].

Действительные рабочие процессы характеризуются наличием теплообмена с окружающей средой, а также наличием внутреннего теплопритока в результате работы сил трения в процессе сжатия газа [3].

Пренебрегая теплообменом с окружающей средой и работой сил трения в ступени центробежного компрессора, получаем эталонный процесс сжатия – изоэнтропное сжатие (адиабатное сжатие без учета сил трения). Рабочим процессом ступени центробежного компрессора считается политропное сжатие с учетом работы сил трения, если пренебречь теплообменом с окружающей средой. Эталонным процессом охлаждаемых машин считается изотермический, а рабочим процессом – политропный, проходящий с охлаждением.

При транспорте газа по магистральному трубопроводу чаще всего используются центробежные компрессоры. Поэтому, термодинамический процесс в компрессорах, используемых при транспортировке газа, описывается уравнением адиабаты:

$$p \cdot V^k = const, \quad (2)$$

где  $k$  – показатель адиабаты.

С учетом уравнения состояния идеального газа данное уравнение может быть переписано в виде:

$$T \cdot V^{(k-1)} = const. \quad (3)$$

|      |      |          |         |      |                              |      |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Объект и методы исследования | Лист |
|      |      |          |         |      |                              | 21   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                              |      |

Так как показатель адиабаты всегда больше единицы, из последнего выражения следует, что при компримировании газа в компрессоре он будет нагреваться, а при его расширении – охлаждаться.

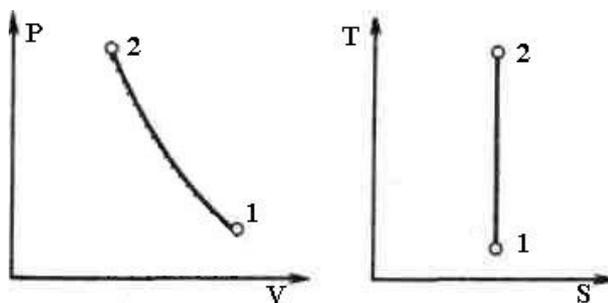


Рисунок 2 – Адиабатический процесс в P,V и T,S координатах

На выходе компрессорной станции температура компримируемого газа может достигать 70 °С. Такая температура вызывает ряд неблагоприятных последствий.

Во-первых, чем выше температура перекачиваемого газа, тем больше величина сжимающих напряжений. Следовательно, возрастает опасность потери устойчивости трубопровода.

Во-вторых, традиционная изоляция трубопровода от коррозии разрушается при высокой температуре.

В-третьих, вязкость перекачиваемого газа повышается с увеличением его температуры. Это ведет к уменьшению пропускной способности газопровода.

В-четвертых, при эксплуатации газопроводов на территории вечномерзлых грунтов высокая температура приводит к растеплению грунта, что в свою очередь существенно увеличивает риск повреждения антикоррозионной изоляции, потери устойчивости газопровода и появления трещин.

Массовый расход газа описывается формулой [18]:

$$G = \frac{\pi \cdot D^{2,5}}{4} \cdot \sqrt{\frac{P_H^2 - P_K^2}{\lambda \cdot Z_{cp} \cdot R \cdot T_{cp} \cdot l_{KC}}}, \quad (4)$$

где  $D$  – диаметр трубопровода;  $l_{КС}$  – расстояние между компрессорными станциями;  $P_H$  и  $P_K$  – начальное и конечное давление на участке;  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления;  $Z_{ср}$  – средний коэффициент сжимаемости газа;  $T_{ср}$  – средняя температура газа;  $R$  – газовая постоянная.

Таким образом, при прочих равных условиях массовый расход газа обратно пропорционален квадратному корню средней температуры этого газа.

Если обозначить  $G_1$ , как массовый расход газа при температуре  $T_{ср1}$ , а  $G_2$  при температуре  $T_{ср2}$ , то [18]:

$$\chi = \frac{G_2}{G_1} \approx \sqrt{\frac{T_{ср1}}{T_{ср2}}} = |T_{ср1} = T_{ср2} + \Delta T| = \sqrt{1 + \frac{\Delta T}{T_{ср2}}}. \quad (5)$$

Результаты расчетов представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Увеличение производительности газопровода при уменьшении средней температуры газа [18]

| $T_{ср2}$ , К | Величина $\chi$ (%) при $\Delta T$ , равной |      |      |      |
|---------------|---|------|------|------|
|               | 5 К   | 10 К | 15 К | 20 К |
| 300           | 0,83  | 1,65 | 2,47 | 3,28 |
| 310           | 0,80  | 1,60 | 2,39 | 3,18 |
| 320           | 0,78  | 1,55 | 2,32 | 3,08 |

Таким образом, охлаждение газа ведет к увеличению производительности газопровода на несколько процентов.

### 2.3 Взаимодействие газопровода с многолетнемерзлыми грунтами

Грунт – это горные породы, почвы, техногенные образования, представляющие собой многокомпонентную и многообразную геологическую систему и являющиеся объектом инженерно-хозяйственной деятельности человека [4].

Грунт мерзлый – грунт, имеющий отрицательную или нулевую температуру, содержащий в своем составе видимые ледяные включения и (или) лед-цемент и характеризующийся криогенными структурами [4].

Грунт многолетнемерзлый – грунт, находящийся в мерзлом состоянии постоянно в течение трех и более лет [4].

Грунт сезонномерзлый – грунт, находящийся в мерзлом состоянии периодически в течение холодного сезона [4].

Криогенная структура – совокупность признаков сложения мерзлого грунта, обусловленная ориентировкой, относительным расположением и распределением различных по форме и размерам ледяных включений и льда-цемента [4].

При воздействии на любые водонасыщенные грунты отрицательной температуры происходит их промерзание. Вода, содержащаяся в порах, замерзает и цементирует частицы грунта. Вследствие этого при сохранении отрицательной температуры, мерзлые грунты являются достаточно прочными природными образованиями. Однако при оттаивании порового льда по мере застройки территорий структурные льдо-цементные связи разрушаются, грунт переувлажняется талой водой и превращается в разжиженную массу, не способную обеспечить геостойкость построенных зданий, сооружений, как результат проявления тепловой просадки бывших мерзлых грунтов.

Глубина промерзания грунтов колеблется от нескольких сантиметров до 2-2,5 метров в зависимости от температуры воздуха. В средних широтах промерзает зимой лишь небольшой поверхностный слой, поэтому здесь господствует сезонная мерзлота. Однако на территории нашей страны имеются огромные площади, на которых грунт промерзает вплоть до 1000 м. Коротким летом он оттаивает лишь с поверхности всего на 0,5-2 м в глубину. Оттаивающий слой называется деятельным. Ниже его в породах круглый год сохраняются отрицательные температуры.

Магистральные газопроводы, проложенные в районах Крайнего Севера, встречаются на своем пути участки вечномерзлого грунта, заболоченные и

|             |             |                 |                |             |                                     |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Объект и методы исследования</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                                     | 24          |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                     |             |

обводненные территории, а также участки местности с мелкодисперсными слабонесущими грунтами. Перечислим основные мерзлотно-геологические процессы, оказывающие влияние на изменение свойств и состояние грунта.

Морозное пучение – внутриобъемное деформирование промерзающих влажных грунтов, проводящее к увеличению их объема вследствие кристаллизации паровой и мигрирующей воды с образованием кристаллов и линз льда [5].

Термокарст – процесс вытаивания подземных льдов, сопровождающийся осадками протаявшего грунта и возникновением отрицательных форм рельефа [6].

Солифлюкция – вязкопластичное движение сильно увлажненных мелкодисперсных грунтов на склонах при периодическом оттаивании и замерзании [7].

Морозобойное растрескивание – образование трещин в очень сильно охлаждающемся грунте [7].

Низкая защемляющая способность заболоченных и обводненных грунтов в сочетании со строительством трубопровода в зимнее время, что обуславливает высокий уровень продольных усилий сжатия в стенках газопровода. При таких условиях практически невозможно устойчивое положение газопровода в летний период.

Очевидно, что в результате этих природных явлений конструкции трубопроводов, и многих других объектов получают недопустимые деформации и перемещения. Это приводит к существенному ухудшению условий эксплуатации газопровода, к сокращению срока его службы и к увеличению затрат на ремонтные работы, к повышению возможности аварии на магистральном трубопроводе.

Транспортируемый по газопроводу газ имеет температуру, превышающую температуру грунта. Между грунтом и стенками трубы устанавливается тепловой поток, который постепенно оттаивает грунт (Рисунок 3).

|             |             |                 |                |             |                                     |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Объект и методы исследования</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                     | 25          |

Если бы грунт был однородным, то газопровод бы равномерно оседал или всплывал по всей его протяженности. Однако вследствие изменения физических свойств грунта по всей протяженности газопровода, в различных сечениях труб оттаивание будет неравномерным (Рисунок 4). Следовательно, и перемещение сечений будет разное. При сезонном изменении температуры грунты также могут и замерзать и образовывать бугры пучения.

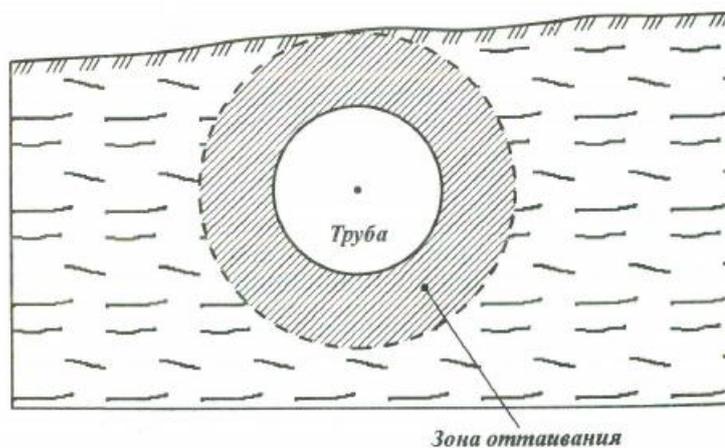


Рисунок 3 – Оттаивание мерзлого грунта вокруг трубопровода

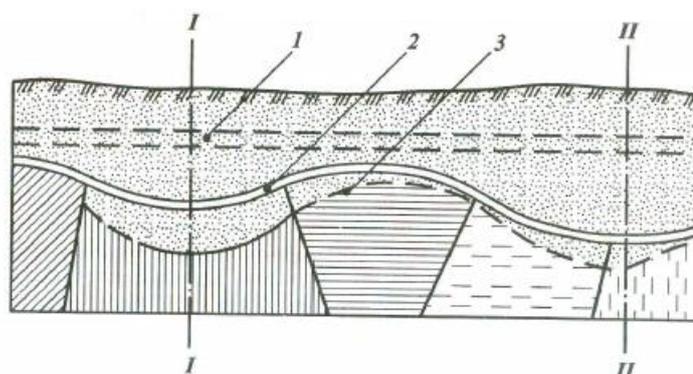


Рисунок 4 – Схема подземного трубопровода в оттаивающем грунте

Таким образом, грунт вокруг газопровода будет постоянно оттаивать и снова замерзать, положение трубопровода может значительно измениться по сравнению с проектным положением, а условия его работы окажутся далекими от расчетных. Такие перемещения вызывают разрушение противокоррозионной изоляции газопровода, а также повышенное напряжение металла трубы.

Характер распространения и мощность слоя вечномерзлых грунтов в значительной степени определяются местными условиями промерзания и среднегодовой температурой воздуха. В связи с этим в одном и том же районе этот слой может встречаться на одних площадках и отсутствовать на других (соседних). При рассмотрении районов, расположенных по одному меридиану, в направлении с юга на север отмечается увеличение мощности слоя вечномерзлых грунтов, которая достигает в северных районах сотен метров. В южных районах распространено островное залегание вечномерзлых грунтов с толщиной слоя 20...50 м. Севернее наблюдается кружевное залегание вечномерзлых грунтов. Здесь много таликов, т. е. площадок, где слой вечномерзлых грунтов отсутствует. Далее на север эти талики постепенно разобщаются, уменьшаются и, наконец, пропадают. Еще севернее наблюдается сплошное залегание вечномерзлых грунтов с толщиной слоя обычно более 100 м. В этих районах талики по всей глубине залегания вечномерзлых грунтов встречаются лишь под большими реками и озерами [8].

В местах распространения островного залегания многолетнемерзлых грунтов, при прокладке газопровода через «остров» такого грунта, целесообразным будет применение теплоизоляционных материалов. Это обусловлено экономической выгодой данного способа по сравнению с затратами на охлаждение природного газа. При прокладке же в районах кружевного и сплошного залегания применение тепловой изоляции нецелесообразно. В таких случаях надежность эксплуатации газопровода обеспечивается охлаждением транспортируемой среды.

## **2.4 Краткая характеристика грунтов Ямало-Ненецкого автономного округа**

Севернее полярного круга распространены сплошные льдистые низкотемпературные горные породы, находящиеся в твердомерзлом состоянии. Высокая льдистость и низкие средние годовые температуры горных пород

|             |             |                 |                |             |                                     |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Объект и методы исследования</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                                     | 27          |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                     |             |

определяют необходимость строительства и эксплуатации инженерных сооружений в этих районах по первому принципу, т.е. с обеспечением сохранения мерзлого состояния пород в основании сооружений и на прилегающей территории. Однако засоленность мерзлых грунтов и присутствие криопэгов в них на арктическом побережье Ямала и Гыданского полуострова снижают прочностные свойства грунтов. Инженерно-геологические условия осложняются и широким распространением крупных залежей подземного льда и склоновыми процессами. Эта область является наиболее неблагоприятной для строительства.

Южнее Полярного круга площади распространения многолетнемерзлых пород сокращаются с продвижением к южной границе округа; их средняя годовая температура в этом направлении меняется от -3 до 0 °С. Эта зона относительно благоприятная для строительства.

Состояние мёрзлых пород вблизи Северного полярного круга - твердомерзлое (песчаных и песчано-глинистых) и пластичномёрзлое (глинистых и торфяных), на остальной территории - пластичномерзлое (торфяные грунты). Сложность инженерно-геологических условий создают: частая смена в плане участков, сложенных мёрзлыми и тальми грунтами, минеральными и торфяными грунтами, водонасыщенность глинистых и торфяных грунтов и широкое развитие термокарста и сезонного пучения грунтов. Близкая к нулю средняя годовая температура горных пород на подавляющей части территории определяет возможность быстрого перехода пород из мёрзлого состояния в талое и обратно в ходе естественной динамики климата и при техногенных нарушениях естественных ландшафтов. Эти особенности инженерно-геологических условий определяют применение:

- первого принципа строительства инженерных сооружений на мерзлых грунтах в приполярных районах (в конкретных условиях требуется использование охлаждающих устройств в основании сооружений, например, в Салехарде и Лабытнанги);

|             |             |                 |                |             |                                     |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Объект и методы исследования</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                                     | 28          |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                     |             |

- второго принципа строительства инженерных сооружений на мерзлых грунтах на остальной территории (с предварительным их оттаиванием на расчётную глубину, например, в основании площадки Уренгойской ГРЭС, или с оттаиванием мерзлых грунтов на расчётную глубину в процессе эксплуатации сооружения).

Существенную часть площади Ямало-Ненецкого автономного округа занимают болота. Развитию болотообразования способствует сочетание многих факторов, главные из которых - равнинность территории и ее тектонический режим с устойчивой тенденцией к опусканию, слабая дренированность территории, избыточное увлажнение, наличие многолетней мерзлоты. На юге округа многолетнемерзлые грунты встречаются островами, в основном в низинах, севернее 61 параллели все осадочные породы - глины, суглинки, пески, торф - находятся в мерзлотном состоянии, а севернее 66 параллели мерзлота становится сплошной.

## **2.5 Способы обеспечения надежной работы газопровода, проложенного в районах Крайнего Севера**

При строительстве трубопроводов могут применяться три конструктивные схемы: подземная, наземная, надземная. Согласно нормативным документам для магистральных трубопроводов рекомендуется подземная прокладка [9], это конструктивная схема наиболее распространена. Более 95% от общей протяженности трубопроводов составляют трубопроводы, проложенные подземным способом.

При подземной прокладке трубопроводов первоочередным является вопрос обеспечения их безаварийной работы в условиях снижения прочности и изменения несущей способности грунта основания трубопровода, оттаивающего вследствие растепляющего действия транспортируемого продукта [10,11]. Изменчивость и неоднородность свойств грунта вдоль трассы трубопровода, неравномерное распределение различных по форме и размерам

|             |             |                 |                |             |                                     |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Объект и методы исследования</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                                     | 29          |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                     |             |

ледяных включений, изменение теплофизических и физико-механических свойств грунтов в процессе строительства трубопроводов и активное течение криогенных процессов приводят к неоднородному оттаиванию и обводнению ММГ. Оттаивание ММГ в свою очередь сопровождается формированием вокруг трубопровода ореола оттаивания, неравномерной просадке и деформации оттаивающего под трубопроводом грунта и, как следствие, к возникновению изгибных деформаций трубопровода, его перенапряжению и разрушению [11].

Способы инженерной защиты трубопроводов и сохранения грунта в мерзлом состоянии можно разделить на две группы. К первой относятся способы, применяемые с целью уменьшения теплового влияния трубопровода на мерзлый грунт. В их числе:

- 1) обоснованный выбор наземного или надземного способа прокладки трубопровода;
- 2) теплоизоляция наружной поверхности трубопровода (например, пенополиуретаном, пеноплексом, полистиролом);
- 3) использование теплоизоляционных экранов между трубопроводом и ММГ;
- 4) управление режимами перекачки углеводородов для уменьшения теплового влияния трубопровода на ММГ (охлаждение нефти);
- 5) установка георешеток и геоматов для укрепления дневной поверхности (особенно на склонах);
- 6) обустройство дренажа и стока вод из полосы прокладки трубопровода;
- 7) проведение мероприятий по сохранению или восстановлению растительного покрова в полосе строительства трубопровода.

Ко второй группе можно отнести мероприятия, проводимые с целью предотвращения или снижения деформации конструкции линейной части трубопровода при оттаивании ММГ:

|             |             |                 |                |             |                                     |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Объект и методы исследования</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                                     | 30          |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                     |             |

- 1) применение механических конструкций, удерживающих трубопровод в проектном положении при оттаивании ММГ (подземных опор на свайном основании для подземных нефтепроводов);
- 2) балластировка трубопровода;
- 3) замена грунта основания трубопровода непросадочным грунтом;
- 4) установка регулируемых опор трубопровода для обеспечения стабильности трубопроводной системы и защиты трубопровода и грунта основания от нагрузок (например, в местах сопряжения надземных участков трубопроводов с подземными участками), компенсаторов.

Поскольку газопроводы Ямало-Ненецкого автономного округа и Тюменской области находятся в грунтах с высокой степенью обводненности, то их практически невозможно надежно зафиксировать, что делает невозможным применение второй группы мероприятий. Поэтому используют способы, позволяющие уменьшить или исключить тепловое влияние на мерзлый грунт. Двумя основными методами предупреждения продольных перемещений газопровода: применение теплоизоляционных материалов и изменение температуры транспортируемого газа.

Изменение температуры транспортируемой среды, подразумевает охлаждение транспортируемого газа до температуры, позволяющей избежать растепления грунта. При отрицательных температурах окружающего воздуха охлаждение природного газа происходит в АВО на выходе компрессорных цехов. При более высоких температурах для охлаждения газа необходимо использовать холодильные установки.

## 2.6 Применение теплоизоляционных материалов

Теплоизоляционная конструкция — это конструкция, состоящая из одного или нескольких слоев теплоизоляционного материала (изделия), защитно-покровного слоя и элементов крепления. В состав теплоизоляционной

|             |             |                 |                |             |                                     |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Объект и методы исследования</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                                     | 31          |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                     |             |

конструкции могут входить пароизоляционный, предохранительный и выравнивающий слои [12].

Для тепловой изоляции газопроводов могут быть использованы различные конструкции теплоизоляционного покрытия на трубопроводе и разные материалы, входящие в состав теплоизоляционной конструкции. В общем случае в состав конструкции теплоизоляционного покрытия на трубопроводах, транспортирующих нефть и газ, входят: антикоррозионное покрытие, непосредственно теплоизоляционный слой и защитное покрытие теплоизоляционного слоя.

Теплогидроизолированные трубы, трубные секции, узлы и детали изготавливаются в базовых и заводских условиях с применением теплоизоляционного материала. При нанесении покрытия методом заливки (или формирования) - пенополиуретаны заливочные, фенольные и полистирольные пенопласты, материалы на битумном, цементном вяжущем и другие. При нанесении покрытия методом напыления – пенополиуретаны напыляемые, изоляны и другие напыляемые композиции [12].

Основу современных заводских конструкций теплоизоляции составляет конструкция типа «труба в трубе» на стальных трубах. Она предназначена для трубопроводов, прокладываемых подземно, представляет собой полиэтиленовую трубу-оболочку, в которую вставлена основная стальная труба, а межтрубное пространство между стальной трубой и оболочкой залито пенополиуретаном (ППУ). Для наземной прокладки теплоизолированных трубопроводов в конструкции теплоизоляции вместо полиэтиленовой трубы-оболочки используют спирально-замковую трубу-оболочку, изготовленную из оцинкованной стали толщиной от 0,5 мм до 1,5 мм, в зависимости от диаметра трубопровода.

Преимуществами пенополиуретановой теплоизоляция трубопроводов являются: быстрое бесшовное нанесение любой сложности и формы, быстрое

|             |             |                 |                |             |                                     |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Объект и методы исследования</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                     | 32          |

отвердевание, устойчивость к механическим нагрузкам, высокое энергосбережение, легкость по весу, высокая прочность, износостойкость.

Также возможны конструктивные решения с применением теплоизоляционных экранов и подсыпок. Теплоизоляция подземных трубопроводов с помощью экранов применяется для устранения возможности протаивания и осадки мерзлых грунтов основания при транспортировке горячих продуктов либо для устранения морозного пучения грунтов при транспортировке продукта с отрицательной температурой.

Теплоизоляционные экраны чаще всего изготавливают из пенополиуретановых, пенополистирольных или торфяных плит, гидроизолированных битумами, мастиками, лентами и пленками.



Рисунок 5 – Трубы в ППУ изоляции для наземной и подземной прокладки

В зависимости от диаметра трубопровода, температуры транспортируемого продукта и особенностей состава мерзлых грунтов основания (например, льдистость) плиты можно укладывать либо только под трубу (рис. 6, б, г), либо под трубу и по боковым стенкам траншеи (рис. 6, в).

Во всех случаях под трубопровод следует подсыпать слой грунта, мощность которого зависит от диаметра и массы трубопровода с продуктом, минимальная толщина подсыпки – 15-20 см.

Для защиты грунтов основания от температурного воздействия можно применять теплоизоляционные подсыпки (например, керамзита). Подсыпку обертывают нетканым синтетическим материалом (НМС), как указано на рис. 6. г.

Под трубопровод на изоляционную подсыпку следует засыпать грунт.

В случае сильного обводнения траншеи в изоляционной подсыпке необходимо проложить дренажную трубу (рис. 4).

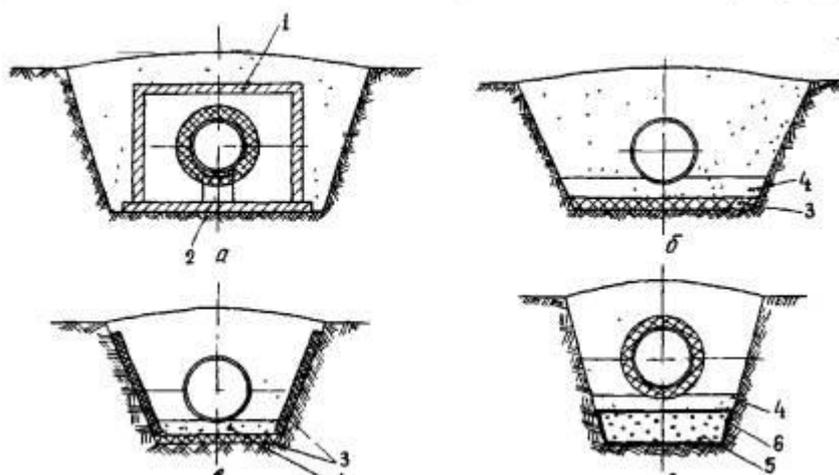


Рисунок 6 – Конструктивные схемы подземной прокладки теплоизолированных трубопроводов в коробах и слабо обводненных траншеях  
1 – короб; 2 – опора; 3 – теплоизоляционные плиты; 4 – подсыпка грунтовая; 5 – керамзит; 6 – нетканый синтетический материал.

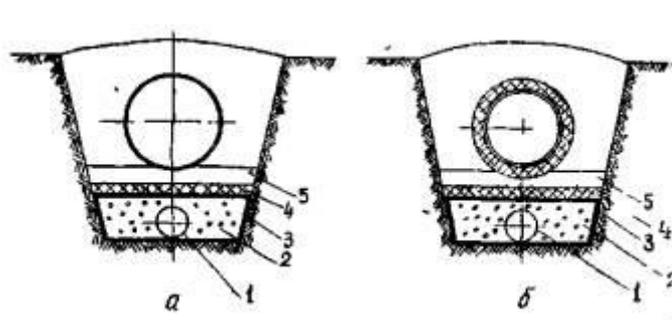


Рисунок 7 – Конструктивные схемы подземной прокладки теплоизолированных трубопроводов, уложенных в обводняемые траншеи  
а – труба без теплоизоляционного покрытия; б – труба с теплоизоляционным покрытием; 1 – дренажная труба; 2 – керамзит; 3 – нетканый синтетический материал; 4 – теплоизоляция; 5 – подсыпка грунтовая

В случае транспортировки продукта с высокой температурой применяют комбинированную теплоизоляцию: на керамзит, обернутый НМС, укладывают экраны и засыпают грунтовую "подушку".

Трубопровод в этом случае может быть как без теплоизоляционного покрытия, так и с теплоизоляционным покрытием, незначительной толщины, покровный слой которого выполняют из изоляционной ленты [13].

## 2.7 Применение аппаратов воздушного охлаждения

Для охлаждения газа на КС применяют аппараты воздушного охлаждения. Если трубопровод эксплуатируется в вечномерзлых или многолетнемерзлых грунтах, то охлаждение природного газа в АВО на выходе компрессорных цехов происходит только при отрицательных температурах окружающего воздуха.

Аппарат воздушного охлаждения газа – теплообменное устройство, в котором газ, движущийся по пучкам оребренных труб, охлаждается потоком атмосферного воздуха, нагнетаемым вентилятором.

Как правило, стоимость АВО выше, чем теплообменников, которые охлаждаются водой. Но при этом АВО имеют ряд следующих преимуществ:

- небольшие эксплуатационные затраты обусловленные, отсутствием оборудования для чистки аппаратов и затратой электроэнергии только на работу вентиляторов;
- сохранение чистоты газа благодаря замкнутым контурам;
- экологичность;
- небольшие капитальные затраты, так как не требуется строить дорогостоящие градирни, канализационные сети и т.п.;
- возможность установки практически в любых климатических и природных зонах.

|             |             |                 |                |             |                                     |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Объект и методы исследования</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                                     | 35          |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                     |             |

Аппарат воздушного охлаждения (далее - аппарат) представляет собой теплообменный аппарат, состоящий из следующих основных частей:

- теплообменной поверхности (теплообменная секция);
- системы подачи воздуха, включающей вентилятор с приводом от электродвигателя, диффузор с коллектором;
- опорной металлоконструкции.

Теплообменные секции представляют собой пучки оребренных труб, расположенных в коридорном или шахматном порядке по отношению к направлению движения охлаждающего воздуха. Эти секции в аппарате воздушного охлаждения соединены с входным и выходным коллекторами. Как правило, в АВО теплообменники устанавливаются горизонтально. Также возможна их наклонная, вертикальная, V-образная или зигзагообразная компоновка. Также для регулирования конечной температуры газа теплообменники могут оснащаться комплектами жалюзи.

Вентиляторы нагнетают наружный воздух, являющийся охлаждающим агентом. В качестве привода вентиляторов используют электродвигатели, которые вырабатывают мощность от 10 до 100кВт. Электродвигатели, как правило, тихоходные. Для регулирования расхода воздуха через теплообменник могут применяться поворотные лопасти.

Диффузор с коллектором служат для создания и замедления направленного потока воздуха через трубные пучки.

Стандартные аппараты воздушного охлаждения в зависимости от конструкции и назначения принято обозначать следующим образом:

- АВГ – горизонтальные;
- АВЗ – с зигзагообразным расположением секций;
- АВГ-Т – трехконтурные;
- АВМ – для малых потоков;
- АВШ – шатровые.

По способу принудительной подачи охлаждающего воздуха на теплообменную поверхность аппараты подразделяют на два вида [18]:

|      |      |          |         |      |                              |      |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Объект и методы исследования | Лист |
|      |      |          |         |      |                              | 36   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                              |      |

- нагнетательный (рисунок 8, а);
- вытяжной (рисунок 8, б).

Количество аппаратов воздушного охлаждения следует определять гидравлическим и тепловым расчетом газопровода, исходя из расчетной среднегодовой температуры наружного воздуха, среднегодовой температуры грунта и оптимальной среднегодовой температуры охлаждения газа. Полученную при этом температуру транспортируемого газа следует принимать в расчетах устойчивости и прочности трубы и изоляции.

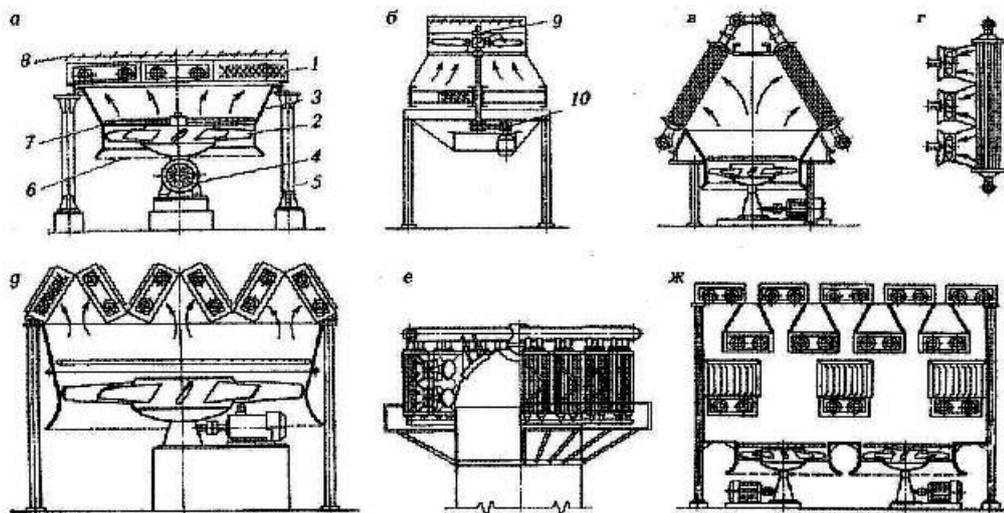


Рисунок 8 – Аппараты воздушного охлаждения

а, б – горизонтальные соответственно с нижним и верхним размещением вентилятора; в – шатровый; г – вертикальный; д – зигзагообразный; е – на верху ректификационной колонны; ж – трехконтурный; 1 – секция трубчатая; 2 – колесо вентилятора; 3 – диффузор; 4 – электродвигатель; 5 – колонна; 6 – решетка ограждающая; 7 – коллектор впрыска химически очищенной воды; 8 – жалюзи; 9 – механизм регулирования угла поворота лопастей; 10 – клиноременная передача.

При невозможности обеспечить требуемую степень устойчивости и прочности трубы количество аппаратов воздушного охлаждения должно быть увеличено.

Оптимальную среднегодовую температуру охлаждения газа необходимо принимать на 10 – 15 °С выше расчетной среднегодовой температуры наружного воздуха.

Уменьшение температуры технологического газа, поступающего в газопровод после его охлаждения в АВО, приводит к уменьшению средней температуры газа на линейном участке трубопровода и, как следствие, к снижению температуры и увеличению давления газа на входе в последующую КС. Это, в свою очередь, приводит к уменьшению степени сжатия на последующей станции (при сохранении давления на выходе из нее) и энергозатрат на компримирование газа по станции.

## **2.8 Станция охлаждения газа**

### **2.8.1 Краткая характеристика станции охлаждения газа**

СОГ на магистральных газопроводах предназначены для охлаждения газа, транспортируемого в районах многолетнемерзлых грунтов, и предотвращения их растепления, а также уменьшения линейных деформаций и температурных напряжений газопровода, снижения интенсивности коррозионных процессов, увеличения производительности газопровода [15].

Комплекс СОГ включает в себя холодильную систему, состоящую из холодильной установки и склада (складов) хладагента с насосно-компрессорными установками и трубопроводами, а также вспомогательные объекты и системы:

- производства, хранения и подачи инертного газа;
- обеспечения топливным, пусковым и импульсным газом;
- обеспечения воздухом КИПиА;
- маслоснабжения.

Оборудование холодильных установок СОГ разделено на три основные группы:

|             |             |                 |                |             |                                     |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Объект и методы исследования</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                                     | 38          |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                     |             |

- компрессорная группа, в состав которой входят ТКА хладагента с отделителями жидкости (сепараторами) на всасывающих газопроводах;
- конденсаторная группа, в состав которой входят АВО хладагента (конденсаторы) и линейные ресиверы;
- испарительная группа, в состав которой входят теплообменники-испарители с запорно-регулирующей арматурой подачи в них жидкого хладагента и трубной обвязкой природного газа.

Промежуточные сосуды (экономайзеры) входят одновременно в компрессорную группу (по паровой фазе) и в испарительную (по жидкой фазе).

В состав холодильных установок СОГ также входят:

- система аварийного слива;
- дренажная система;
- система отделения инерттов;
- факельная система;
- другие системы, осуществляющие технологические процессы с хладагентом.

Функционирование холодильных установок обеспечивает система автоматизации, включающая АСУ ТП СОГ, САУ ТКА, системы газо-, пожаробнаружения.

Холодильные установки и их отдельные элементы, заполненные хладагентом, рассматриваются как находящиеся в рабочем состоянии независимо от того, функционируют или нет в данный момент холодильные установки или их отдельные элементы.

Станция охлаждения газа [REDACTED] была пущена в промышленную эксплуатацию в [REDACTED] году. Годом раньше было закончено строительство СОГ и проведено комплексное опробование всего технологического оборудования в работе.

|             |             |                 |                |             |                                     |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Объект и методы исследования</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                                     | 39          |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                     |             |

Проектная производительность составляет [REDACTED] млн. м<sup>3</sup>/сутки охлаждаемого природного газа. После подключения к станции охлаждения третьего газопровода «[REDACTED]», количество охлаждаемого газа возросло до [REDACTED] млн. м<sup>3</sup>/сутки. Температура газа во входном коллекторе на станцию охлаждения достигает 30-35°C. Температура газа после охлаждения определяется диспетчерской службой ООО «[REDACTED]» с учетом безопасной эксплуатации газопроводов (в пределах 8÷12°C).

Из компрессорных цехов природный газ поступает в испарители СОГ через входной коллектор Ду 1000: от КЦ «[REDACTED]», от КЦ «[REDACTED]», от КЦ «[REDACTED]».

Охлажденный природный газ из испарителей через выходной коллектор Ду 1000 поступает в газопроводы Ду 1400: «[REDACTED]», «[REDACTED]».

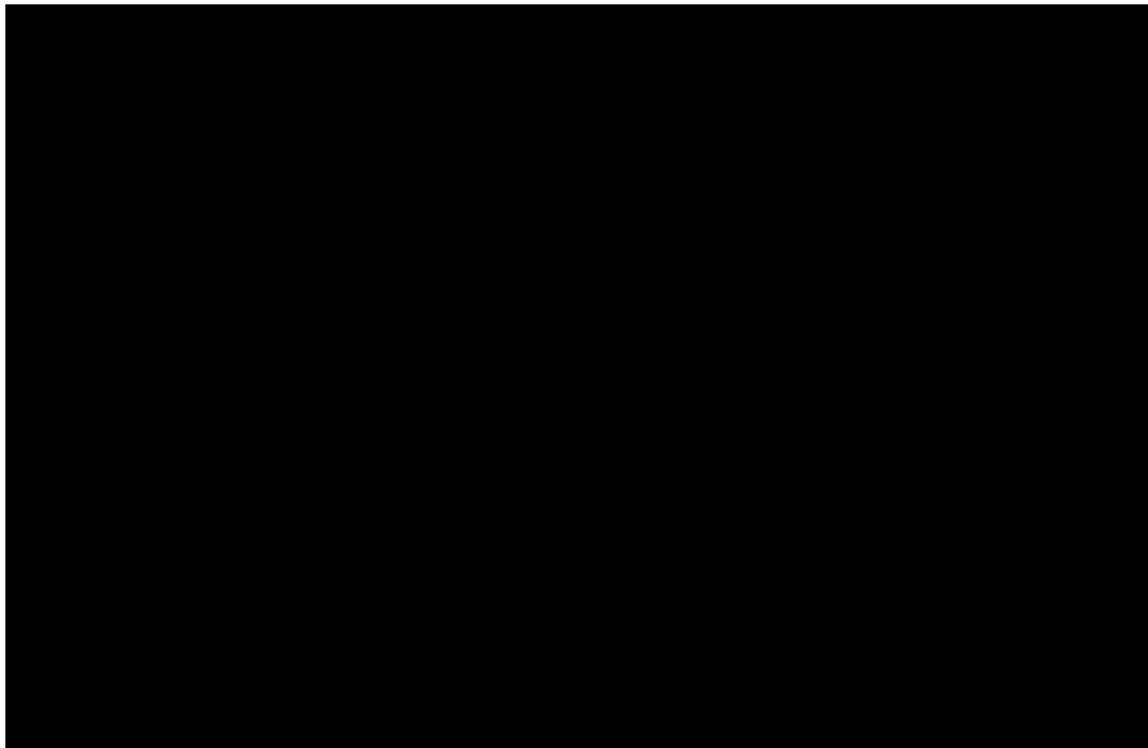


Рисунок 9 – схема размещения СОГ на [REDACTED] КС

В период зимней консервации СОГ подача природного газа от компрессорных цехов в магистральный газопровод осуществляется через байпасные краны (краны входа и выхода газа от компрессорных цехов на СОГ закрыты).

|      |      |          |         |      |                              |      |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Объект и методы исследования | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                              | 40   |

В период зимней консервации СОГ, а также в случае необходимости удаление природного газа из входного и выходного коллекторов СОГ производится на свечу через свечные краны.

Подсоединение испарителей к входному и выходному коллекторам параллельное. При сбое в работе одного из испарителей неохлажденный газ попадает прямо в выходной коллектор, что существенно может повысить температуру природного газа на выходе со станции охлаждения и тем самым нарушить технологический режим

Для осуществления процесса охлаждения выбран классический холодильный цикл с двухступенчатым дросселированием и промежуточным всасом. В качестве холодильного агента используется пропан.

Расчетная чистота пропана, применяемого на станции охлаждения составляет 99,5% весовых.

Станция состоит из 9 холодильных модулей. В состав модуля, осуществляющего холодильный цикл, входит следующее основное оборудование:

- турбокомпрессорный агрегат (ТКА);
- сепараторы S01 и S02;
- ресивер B01;
- экономайзер S03;
- испаритель E01;
- АВО пропана А01;
- трубопроводы, запорная и регулирующая арматура и предохранительные клапаны.

#### *Состав вспомогательного оборудования*

Для обеспечения стабильной работы оборудования станция охлаждения включает в себя следующее вспомогательное оборудование:

- склад пропана;
- факел и факельную систему;

|             |             |                 |                |             |                                     |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Объект и методы исследования</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                     | 41          |

- установку подготовки газа «Plenty»;
- установку подготовки воздуха КИП и А;
- установку производства инертного газа;
- установку подогрева водогликолиевой смеси;
- установку очистки масла;
- системы пожаротушения и газообнаружения;
- дренажную систему.

### 2.8.2 Процесс охлаждения природного газа

На СОГ охлаждаемый природный газ поступает осушенный и очищенный с содержанием незамерзающих примесей углеводородов и твердых частиц размером от 20 до 150 мкм в количестве не более 20 мг/м<sup>3</sup>. Температура природного газа на входе в СОГ ( $T_1$ ) находится в пределах  $+30 \div +35$  °С, давление на входе ( $P_1$ ) –  $6,5 \div 7,0$  МПа.

Охлаждается природный газ на СОГ до температуры  $+8 \div +10$  °С (температура выхода  $T_2$ ). Давление природного газа на выходе равно  $P_2 = P_1 - \Delta P$ , где  $\Delta P$  гидравлические потери давления на сопротивление потоку газа в трубных пучках испарителей, которые составляют  $0,5 \div 0,9$  кг/см<sup>2</sup>. Природный газ с температурой  $T_2$  и давлением  $P_2$ .

Охлаждение природного газа, поступающего через узлы подключения от КС «██████████», «██████████» и «██████████», производится в трубных пучках испарителей станции, соединенных между собой параллельно коллекторами входа и выхода. Подключение СОГ к КС производится по распоряжению ЦДС путем открытия кранов в соответствии с технологической схемой.

Определение температуры и давления газа на входе на СОГ (это выход из КС) и выходе из СОГ производится по показаниям датчиков, поступающих в операторную СОГ, а также на главный щит. Расход, температура и давление природного газа измеряются на входе и выходе каждого испарителя

|             |             |                 |                |             |                                     |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Объект и методы исследования</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                                     | 42          |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                     |             |

станции, затем они усредняются. Значения параметров по каждому испарителю отображаются в операторной СОГ.

### 2.8.3 Схема и состав модуля охлаждения

Пропановый холодильный цикл реализуется с помощью оборудования, входящего в состав модуля.

В состав модуля входит:

K01 - холодильный компрессор ██████████, в котором производится сжатие паров пропана поступающих из испарителей;

S01 – сепаратор, предназначенный для отделения капель жидкости из пара пропана, поступающего из испарителей, а также из «Трубы Вентури» на всас первой ступени компрессора;

S02 – сепаратор, предназначенный для отделения капель жидкости из пара пропана, поступающего из экономайзера на всас второй ступени компрессора;

A01 – конденсатор, аппарат воздушного охлаждения (АВО) пропана;

B01 – ресивер, емкость для сконденсировавшегося пропана, предназначенного также для содержания жидкого пропана в количестве, необходимом для нормальной работы станции;

LV 007 – регулирующий клапан предназначенный для первого дросселирования;

S03 – экономайзер, предназначенный для отделения пара и переохлаждения жидкого пропана перед вторым дросселированием;

LV 013 - регулирующий клапан предназначенный для второго дросселирования;

E01 – испаритель, кожухотрубный теплообменник, в котором происходит охлаждение природного газа;

|      |      |          |         |      |                              |      |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Объект и методы исследования | Лист |
|      |      |          |         |      |                              | 43   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                              |      |

«Труба Вентури» - устройство, позволяющее снизить температуру нагнетания, переохлаждая пары пропана на «всасе НД» компрессора путем впрыска в трубопровод жидкого пропана;

E02 – отделитель инертов, предназначенный для удаления из холодильной системы неконденсирующихся примесей;

антипомпажная система, включающая в себя клапаны FV 001 и FV 002, расходомеры. Предназначена для предотвращения помпажа компрессора при слишком малых расходах на всасе и промвсасе (малая тепловая нагрузка холодильной системы и т.д.);

запорная и запорно-регулирующая арматура, предохранительные клапаны, трубопроводы.

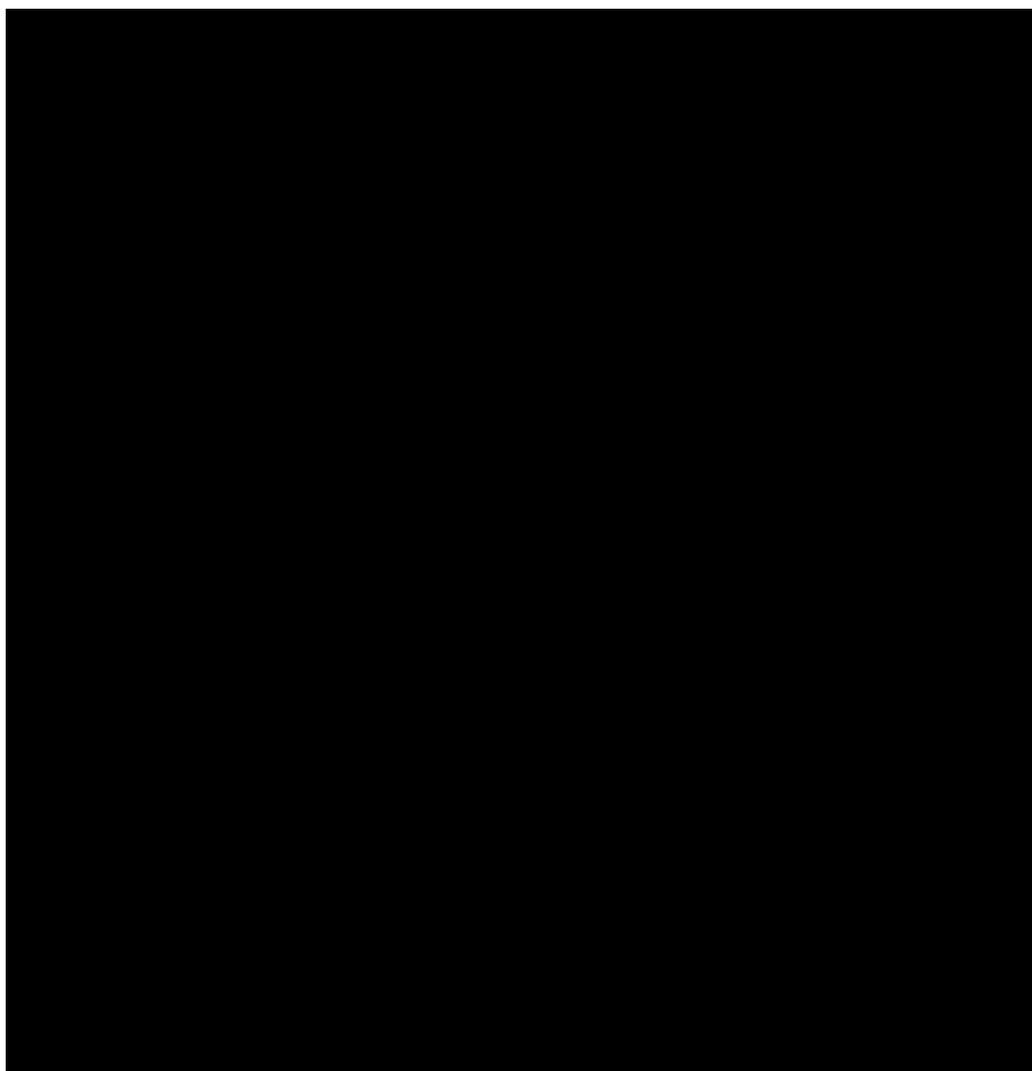


Рисунок 10 – Схема холодильного модуля

|      |      |          |         |      |                              |      |
|------|------|----------|---------|------|------------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Объект и методы исследования | Лист |
|      |      |          |         |      |                              | 44   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                              |      |

## 2.8.4 Технологический цикл охлаждения

Процесс охлаждения природного газа на станции осуществляется путем реализации классического холодильного цикла с двухступенчатым дросселированием и промежуточным всасом. В качестве хладагента используется пропан.

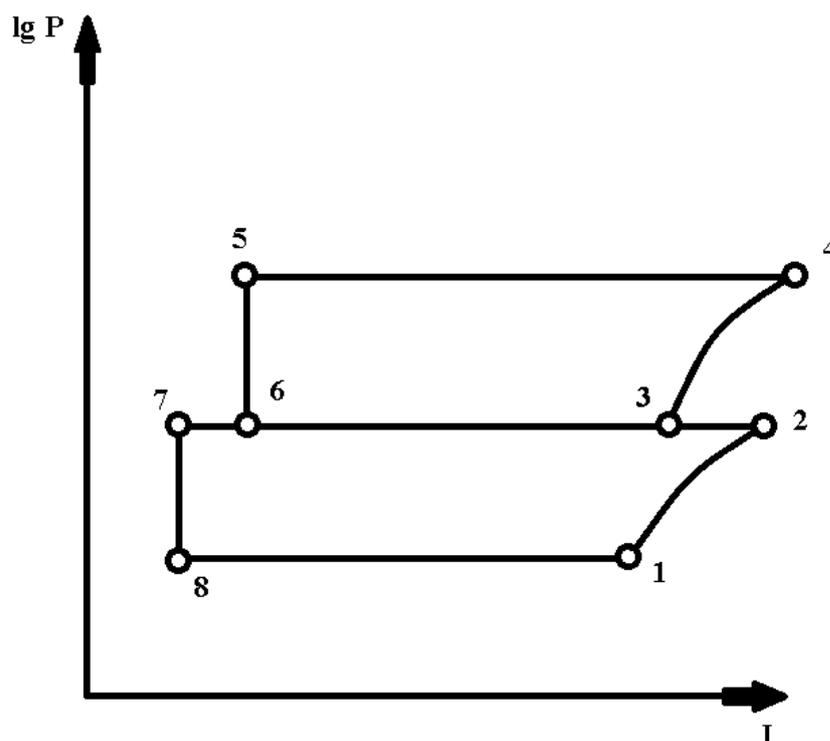


Рисунок 11 – Схема цикла охлаждения

- 1 – 2 сжатие пропана в первой ступени компрессора;
- 2 – 3 охлаждение пропана на промежуточном всасе парами, поступающими из экономайзера;
- 3 – 4 сжатие пропана второй ступенью компрессора;
- 4 – 5 конденсация паров пропана в конденсаторе;
- 5 – 6 первое дросселирование;
- 6 – 7 отделение пара от жидкости в экономайзере;
- 7 – 8 второе дросселирование;
- 8 – 1 кипение жидкого пропана в испарителе.

Охлаждаемый природный газ проходит по трубному пучку испарителя, погруженному в жидкий пропан. Охлаждение газа происходит при кипении жидкого пропана (тепло расходуется на процесс парообразования и перегрев пара хладагента).

Образующиеся в результате кипения пары пропана поступают на всас турбокомпрессора в состоянии 1 (точка 1 цикла) и сжимаются компрессором до состояния 4 (точка 4).

Сжатый пар поступает в конденсатор (аппарат воздушного охлаждения), где отдает тепло, образуя при сжатии (работа цикла), окружающей среде. Охлаждение (а также некоторое переохлаждение) пара хладагента производится до состояния 5 (точка 5), при котором пар полностью конденсируется.

Сконденсировавшаяся жидкость сливается в ресивер. Ресивер – емкость для сбора хладагента. Он обеспечивает равномерную подачу пропана в испаритель и создает дополнительный запас хладагента в системе.

Жидкий пропан из ресивера поступает на первое дросселирование. Дросселирование – эффект понижения давления пропана в процессе протекания через дроссель [14]. Дроссель – элемент трубопроводной арматуры, предназначенный для снижения рабочего давления в системе за счет увеличения гидравлического сопротивления в проточной части. Жидкий пропан дросселируется в область низкого давления. Так как температура кипения жидкости зависит от давления, то сконденсированный пропан, поступая в область низкого давления, оказывается перегретым по отношению к низкому давлению. Происходит его кипение с образованием насыщенного пара. Тепло на испарение и образование пара отбирается из самой жидкости. Сама жидкость при этом охлаждается.

После первого дросселирования в состоянии 6 (точка 6) поступает в экономайзер. В экономайзере происходит отделение пара пропана, образовавшегося в результате дросселирования, что в свою очередь дополнительно переохлаждает жидкость перед вторым дросселированием и увеличивает

|             |             |                 |                |             |                                     |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Объект и методы исследования</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                     | 46          |

холодопроизводительность цикла. Переохлаждения хладагента происходит за счет мгновенного испарения. Энергия на испарение затрачивается из самого пропана. Сам пропан при этом охлаждается. Пар из экономайзера поступает на промежуточный всас компрессора, снижая тем самым температуру пара при сжатии (точка 3).

Из экономайзера жидкий переохлажденный пропан поступает на второе дросселирование, после которого в состоянии 8 (точка 8) поступает в испаритель. В испарителе пропан кипит, отбирая тепло от природного газа, проходящего через трубный пучок. На данной СОГ применяется испаритель затопленного типа. Кипение осуществляется на твердой поверхности с подводом теплоты от природного газа, движущегося внутри трубного пучка.

Пары, образующиеся в результате кипения пропана в испарителе, снова поступают на всас компрессора и цикл повторяется.

### 2.8.5 Оборудование станции охлаждения газа. Назначение и характеристики

*Центробежный пропановый компрессор [REDACTED] (K01)*

Предназначен для сжатия паров пропана в диапазоне от 0,25 до 1,8 МПа.

Модель: « [REDACTED] » [REDACTED]

Количество секций: 2

Количество рабочих колес: 3.

Секция 1 – 1 колесо; секция 2 – 2 колеса.

Таблица 2 – Характеристики центробежного пропанового компрессора [REDACTED] при номинальном режиме работы

| Рабочие характеристики        | Секция 1<br>(НД) | Секция 2<br>(ВД) |
|-------------------------------|------------------|------------------|
| Расход, (м <sup>3</sup> /час) | [REDACTED]       | [REDACTED]       |
| Массовый расход, (кг/час)     | [REDACTED]       | [REDACTED]       |
| Давление на всасе, (МПа)      | [REDACTED]       | [REDACTED]       |
| Температура нагнетания, (°С)  | [REDACTED]       | [REDACTED]       |

Продолжение таблицы 2

|   |  |  |  |
|---|--|--|--|
| Температура на всасе, (°С)              |  |  |  |
| Полиетропический к.п.д. (%)             |  |  |  |
| Номинальная скорость вращения, (об/мин) |  |  |  |
| Потребляемая мощность на валу, (кВт)    |  |  |  |
| Давление нагнетания, (МПа)              |  |  |  |

*Турбоагрегат* ██████████

Назначение: привод турбокомпрессора.

Тип: «██████████» ██████████.

Количество валов: 2.

*Воздушный компрессор*

Тип: осевой центробежный.

Количество ступеней – 10; из них: осевых – 9, центробежная – 1.

Максимальная скорость вращения газогенератора(GG) - 11700 об/мин.

*Камеры сгорания*

Тип: трубчатые.

Количество: 2

*Турбина ВД*

Тип: осевая.

Количество ступеней: 2.

Максимальная скорость вращения 11700 мин<sup>-1</sup>.

*Турбина НД*

Тип: осевая.

Количество ступеней: 2.

Максимальная скорость вращения 7800 мин<sup>-1</sup>.

Таблица 3 – Рабочие характеристики Турбоагрегат ██████████ при номинальном режиме работы

| Рабочие характеристики               | Значения характеристик         |
|--------------------------------------|--------------------------------|
| Удельное потребление энергии         | ██████████ ккал/час            |
| Удельное потребление топливного газа | ██████████ м <sup>3</sup> /час |
| Термический к.п.д.                   | ██████████ %                   |
| Мощность по ИЗО                      | ██████████ кВт                 |

Мощность установленных турбин составляет 4400 кВт, в связи с ограничением максимально-допустимого расхода топливного газа, а также понижения температуры в камерах сгорания.

#### *Конденсаторы с воздушным охлаждением АО1*

Конденсаторы служат для охлаждения паров пропана высокого давления после компримирования, обеспечивая тем самым его сжижение.

Таблица 4 – Рабочие характеристики конденсаторов

| <b>Характеристики</b>                          | <b>Значения характеристик</b> |
|--|-------------------------------|
| Номинальный расход пропана                     | т/час                         |
| Номинальная тепловая нагрузка                  | ккал/час                      |
| Площадь теплообмена ребер                      | м <sup>2</sup>                |
| Площадь теплообмена гладких труб               | м <sup>2</sup>                |
| Температура на входе/выходе со стороны пропана | °С                            |
| Температура на входе/выходе со стороны воздуха | °С                            |
| Расчетное давление                             | МПа                           |
| Расчетная температура                          | °С                            |

#### *Конструкция конденсаторов*

На модулях 1.1, 1.2, 1.4, 1.5, 1.7, 1.8 по 6 отсеков (12 пучков). На модулях 1.3, 1.6, 1.9 - по 10 отсеков (20 пучков). На каждом отсеке по 2 вентилятора. Итого на СОГ на АВО пропана находится 132 трубных пучка и 132 вентилятора.

Размеры пучка: 11,3 м x 3 м; количество рядов: 5; количество проходов: 4.

#### *Привод АВО*

На СОГ 132 двигателя вентиляторов АВО пропана мощностью 37 кВт каждый, во взрывозащищенном исполнении.

#### *Ресивер В01*

Ресивер служит для выполнения функции «аккумулятора» жидкого пропана в системе. Обеспечивает равномерную подачу жидкости в экономайзер и испаритель при изменении тепловой нагрузки на испаритель.

Таблица 5 – Рабочие характеристики ресивера

| Характеристики             | Значения характеристик |
|----------------------------|------------------------|
| Общий объем                | м <sup>3</sup>         |
| Номинальный объем жидкости | м <sup>3</sup>         |
| Рабочее давление           | МПа                    |
| Рабочая температура        | от до °С               |
| Расчетное давление         | МПа                    |
| Расчетная температура      | + °С                   |
| Вес                        | т                      |

#### Отделитель инертнов E02

Отделитель инертнов установлен в верхней части ресивера В01. Служит для удаления неконденсируемых (инертных) газов.

Таблица 6 – Рабочие характеристики отделителя инертнов

| Характеристики               | Значения характеристик |
|------------------------------|------------------------|
| Номинальный расход пропана   | кг/час                 |
| Удаление инертных газов      | кг/час                 |
| Поверхность теплообмена      | м <sup>2</sup>         |
| Объем                        | м <sup>3</sup>         |
| Рабочее давление             | МПа                    |
| Рабочая температура          | °С                     |
| Температура среды в змеевике | °С                     |
| Расчетное давление           | МПа                    |
| Расчетная температура        | + °С                   |
| Вес                          | т                      |

#### Экономайзер S03

Обеспечивает подачу жидкого пропана на второе дросселирование, а также подачу холодных паров пропана на вторую ступень компрессора (промвсас), что позволяет снизить температуру нагнетания и удельную работу сжатия (в секции высокого давления) за счет снижения температуры на промвсасе.

Таблица 7 – Рабочие характеристики экономайзера

| Характеристики                                     | Значения характеристик |
|--|------------------------|
| Номинальный расход пропана на входе                | т/час                  |
| Номинальный расход газообразного пропана на выходе | т/час                  |
| Рабочее давление                                   | МПа                    |

Продолжение таблицы 7

|                             |    |    |                |
|-----------------------------|----|----|----------------|
| Рабочая температура         | от | до | °C             |
| Общий объем                 |    |    | м <sup>3</sup> |
| Объем содержащейся жидкости |    |    | м <sup>3</sup> |
| Расчетное давление          |    |    | МПа            |
| Расчетная температура       |    | +  | °C             |
| Вес                         |    |    | т              |

*Сепараторы S01, S02*

Обеспечивают отделение капельной жидкости в потоке пара пропана на всасе и промвсасе, защищая турбокомпрессор от «влажного хода».

Таблица 8 – Рабочие характеристики сепараторов

| Характеристики               | Сепаратор ВД<br>S02        |                   | Сепаратор НД<br>S01 |                   |
|------------------------------|----------------------------|-------------------|---------------------|-------------------|
|                              | Номинальный расход пропана |                   | т/час               |                   |
| Номинальное рабочее давление |                            | МПа               |                     | МПа               |
| Рабочая температура          | от                         | до                | от                  | до                |
| Общий объем                  |                            | м <sup>3</sup>    |                     | м <sup>3</sup>    |
| Объем отстойника жидкости    | Прибл.                     | л                 | Прибл.              | л                 |
| Расчетное давление           |                            | МПа               |                     | МПа               |
| Расчетная температура        |                            | °C                |                     | °C                |
| Вес                          |                            | т                 |                     | т                 |
| Отделительный слой:          |                            |                   |                     |                   |
| - площадь поверхности        |                            | м <sup>2</sup>    |                     | м <sup>2</sup>    |
| - плотность                  |                            | кг/м <sup>3</sup> |                     | кг/м <sup>3</sup> |
| - толщина                    |                            | мм                |                     | мм                |

*Испаритель E01*

Испаритель – горизонтальный кожухотрубный теплообменный аппарат. Обеспечивает теплообмен между природным газом и пропаном.

Охлаждаемый природный газ, проходя по трубному пучку испарителя, погруженному в жидкий хладагент (пропан), отдает тепло хладагенту, который при этом интенсивно испаряется. Захватываемые парами капли жидкого пропана отделяются сетчатым сепаратором испарителя и стекают в межтрубное пространство. Пары пропана всасываются компрессором, сжимаются и подаются в конденсатор (АВО), где они конденсируются в жидкость, отдавая тепло окружающему воздуху. Жидкий хладагент сливается в

ресивер. Пройдя две ступени дросселирования, при которых происходит снижение давления и температуры, холодный жидкий пропан вновь попадает в испаритель.

Холодопроизводительность одного модуля составляет 14,7 МВт (12,64 млн.ккал/час)

Таблица 9 – Рабочие характеристики испарителя

| Характеристики                            | Межтрубное пространство | Трубный пучок      |
|---|-------------------------|--------------------|
| Среда                                     | Пропан                  | Природный газ      |
| Номинальный расход                        | кг/час                  | кг/час             |
| Температура на выходе/входе               | °С                      | °С                 |
| Давление на выходе                        | МПа                     | xxx МПа            |
| Расчетное давление                        | МПа                     | xxx МПа            |
| Расчетная температура                     | °С                      | °С                 |
| Теплообмен                                |                         | ккал/час           |
| Расчетная потеря давления в трубном пучке |                         | кг/см <sup>2</sup> |
| Площадь поверхности                       |                         | м <sup>2</sup>     |
| Объем                                     |                         | м <sup>3</sup>     |
| Вес                                       |                         | т                  |

### 2.8.6 Характеристика охлаждаемого природного газа, холодильного агента (пропана) применяемого на СОГ

#### *Природный газ*

Природный газ поступает на охлаждение осушенный и очищенный от пыли. Давление охлаждаемого газа на входе в [ ] может достигать 7,7 Мпа (75 кг/см<sup>2</sup>), при этом потеря давления составляет 0,05 ÷ 0,07 Мпа (0,5 ÷ 0,7 кг/см<sup>2</sup>). Температура природного газа, проходящего через СОГ, изменяется от значения 308 К (+ 35°С) до 281 К (+ 8°С).

Таблица 10 – Состав и свойства транспортируемого природного газа

| Наименование | Численное значение |
|--------------|--------------------|
| Метан        | 97,59 %            |
| Этан         | 1,03 %             |
| Пропан       | 0,36 %             |
| Азот         | 0,81 %             |

Продолжение таблицы 10

|  |                          |
|--|--------------------------|
| Следы других газов   | 0,21 %                   |
| Удельный вес по отношению к воздуху                        | 0,563                    |
| Точка росы по влаге и углеводородам<br>при P=5,5 МПа       | В летнее время 258 К     |
|  | В зимнее время 248 К     |
| Пределы взрываемости (при 0°С и давлении 760<br>мм.рт.ст.) | Нижний 4,4 %             |
|  | Верхний 17 %             |
| Температура воспламенения                                  | 918-1073 К               |
| Теплота сгорания   | 8039 кДж/ м <sup>3</sup> |

*Холодильный агент*

В качестве холодильного агента применяется пропан чистотой 99,5% (весовых). Остальные 0,5% состоят примерно из 20% этана и 80% бутана. Пропан такой концентрации производится в специальной установке очистки, предназначенной для обслуживания станций охлаждения газа и смонтированной на газоконденсатном заводе.

Пропан, циркулирующий в системе станции охлаждения, очищается от механических примесей с помощью фильтров, а от масла и тяжелых углеводородных фракций – путем выпаривания. Операция по выпариванию осуществляется при необходимости, а также во время перекачивания пропана из модулей на склад после летней эксплуатации.

Таблица 11 – Основные теплофизические свойства пропана

| <b>Наименование</b>  | <b>Численное значение</b> |
|--|---------------------------|
| Молекулярная масса   | 44,09 у.е.                |
| Плотность при 273 К и 0,1 Мпа (0°С и 760<br>мм.рт.ст.)         | 2,02 кг/м <sup>3</sup>    |
| Критическая температура  | 368,7 К                   |
| Критическое абсолютное давление                                | 4,34 МПа                  |
| Критическая плотность  | 226 кг/м <sup>3</sup>     |
| Температура воспламенения                                      | 803-831 К                 |
| Пределы воспламеняемости (при 0°С и давлении<br>760 мм.рт.ст.) | Нижний 2,1 %              |
|  | Верхний 9,5 %             |
| Теплота сгорания   | 95190 кДж/ м <sup>3</sup> |

### 3 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО КОМПРЕССОРА ХЛАДАГЕНТА

#### 3.1 Расчет показателей центробежного нагнетателя RD5 – 3S

Исходные данные для расчета показателей центробежного нагнетателя [REDACTED] представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Характеристики центробежного пропанового компрессора [REDACTED] при номинальном режиме работы

| Рабочие характеристики                  | Секция 1<br>(НД) | Секция 2<br>(ВД) |
|---|------------------|------------------|
| Расход, (м <sup>3</sup> /час)           | [REDACTED]       | [REDACTED]       |
| Массовый расход, (кг/час)               | [REDACTED]       | [REDACTED]       |
| Давление на всасе, (МПа)                | [REDACTED]       | [REDACTED]       |
| Температура нагнетания, (°С)            | [REDACTED]       | [REDACTED]       |
| Температура на всасе, (°С)              | [REDACTED]       | [REDACTED]       |
| Номинальная скорость вращения, (об/мин) | [REDACTED]       | [REDACTED]       |
| Потребляемая мощность на валу, (кВт)    | [REDACTED]       | [REDACTED]       |
| Давление нагнетания, (МПа)              | [REDACTED]       | [REDACTED]       |

По результатам расчетов определяем следующие параметры:

- относительная плотность газа по воздуху  $d$ , вычисляемая по формуле:

$$d = \frac{\rho_0}{1,205}, \quad (6)$$

где  $\rho_0$  – плотность газа в стандартных условиях (плотность пропана в стандартных условиях 2,02 кг/м<sup>3</sup>).

Относительная плотность пропана по воздуху составит:

$$d = \frac{\rho_0}{1,205} = \frac{2,02}{1,205} = 1,68$$

- газовая постоянная  $R$ , кДж/кг·К, определяется по следующей формуле:

$$R = \frac{0,287}{d}, \quad (7)$$

|                   |             |                 |                |             |  |             |               |
|-------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|---------------|
|                   |             |                 |                |             | <i>Проектирование станции охлаждения газа линейно-производственного управления</i> |             |               |
| <i>Изм.</i>       | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  |             |               |
| <i>Разраб.</i>    |             | Сурженко Д. В.  |                |             | <i>Лит.</i>  | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i>   |             | Рудаченко А. В. |                |             |  | 54          | 83            |
| <i>Консульт.</i>  |             |                 |                |             | <i>НИ ТПУ гр. 2Б4А</i>   |             |               |
| <i>Рук-ль ООП</i> |             | Брусник О.В.    |                |             |  |             |               |
|                   |             |                 |                |             | <i>Расчет оптимального компрессора хладагента</i>                                  |             |               |

где  $d$  – относительная плотность пропана по воздуху.

Газовая постоянная равна:

$$R = \frac{0,287}{d} = \frac{0,287}{1,68} = 0,17 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}$$

- температурный показатель политропы, вычисляют по формуле:

$$m_T = \lg\left(\frac{T_{2H}}{T_{1H}}\right) \cdot \left[\lg\left(\frac{P_{2H}}{P_{1H}}\right)\right]^{-1}, \quad (8)$$

где  $T_{2H}, T_{1H}$  – температуры газа соответственно на выходе и входе в центробежный нагнетатель, К.

$P_{2H}, P_{1H}$  – давления газа соответственно на выходе и входе в центробежный нагнетатель, МПа.

Температурный показатель политропы равен:

$$m_T = \lg\left(\frac{T_{2H}}{T_{1H}}\right) \cdot \left[\lg\left(\frac{P_{2H}}{P_{1H}}\right)\right]^{-1} = \lg\left(\frac{329,4}{264}\right) \cdot \left[\lg\left(\frac{1,36}{0,34}\right)\right]^{-1} = 0,1615.$$

- коэффициент псевдоизоэнтروпы вычисляют по формуле:

$$\frac{K}{K-1} = 4,16 + 0,0041 \cdot (T_{cp} - 283,2) + 3,93 \cdot (d - 0,55) + 5,0 \cdot (m_t - 0,3), \quad (9)$$

где  $T_{cp} = \frac{T_{1H} + T_{2H}}{2}$  – средняя температура газа по входу и выходу нагнетателя, К;

$m_t$  – температурный показатель политропы.

Коэффициент псевдоизоэнтропы равен:

$$\begin{aligned} \frac{K}{K-1} &= 4,16 + 0,0041 \cdot (T_{cp} - 283,2) + 3,93 \cdot (d - 0,55) + 5,0 \cdot (m_t - 0,3) = \\ &= 4,16 + 0,0041 \cdot (296,7 - 283,2) + 3,93 \cdot (1,68 - 0,55) + 5,0 \cdot (0,1615 - 0,3) = 7,96. \end{aligned}$$

- внутренняя мощность нагнетателя  $N_i$ , кВт, определяется по формуле:

$$N_i = \frac{K}{K-1} \cdot Z_{cp} \cdot R \cdot (T_{2H} - T_{1H}) \cdot G_H, \quad (10)$$

|             |             |                 |                |             |   |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Расчет оптимального компрессора хладагента</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |   | 55          |

где  $\frac{K}{K-1}$  – показатель псевдоизоэнтропы;  
 $T_{1н}$  – температура газа на входе в нагнетатель, К;  
 $T_{2н}$  – температура газа на выходе в нагнетатель, К;  
 $Z_{cp}$  – средний коэффициент сжимаемости газа в нагнетателе.

Внутренняя мощность нагнетателя [ ] составила:

$$N_i = \frac{K}{K-1} \cdot Z_{cp} \cdot R \cdot (T_{2н} - T_{1н}) \cdot G_n = 7,96 \cdot 0,99 \cdot 0,17 \cdot (329,4 - 264) \cdot 48,67 = 4264,14 \text{ кВт}$$

- политропный КПД нагнетателя определяют по формуле:

$$\eta_n = \frac{K-1}{K} \cdot \frac{1}{m_t} \quad (11)$$

Политропный КПД для нагнетателя RD5 – 3S составил:

$$\eta_n = \frac{K-1}{K} \cdot \frac{1}{m_t} = \frac{1}{7,96 \cdot 0,1615} = 0,78.$$

### 3.2 Расчет показателей центробежного нагнетателя типа [ ]

Исходные данные для расчета показателей центробежного нагнетателя типа МКЦ представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Характеристики центробежного пропанового компрессора типа [ ] при номинальном режиме работы

| Рабочие характеристики       | Значения |
|------------------------------|----------|
| Массовый расход, (кг/час)    | [ ]      |
| Давление на всасе, (МПа)     | [ ]      |
| Давление нагнетания, (МПа)   | [ ]      |
| Температура на всасе, (°С)   | [ ]      |
| Температура нагнетания, (°С) | [ ]      |

По результатам расчетов определяем следующие параметры:

- температурный показатель политропы, вычисляют по формуле (8):

$$m_T = lq\left(\frac{T_{2H}}{T_{1H}}\right) \cdot \left[lq\left(\frac{P_{2H}}{P_{1H}}\right)\right]^{-1}, \quad (8)$$

где  $T_{2H}, T_{1H}$  – температуры газа соответственно на выходе и входе в центробежный нагнетатель, К.

$P_{2H}, P_{1H}$  – давления газа соответственно на выходе и входе в центробежный нагнетатель, МПа.

Температурный показатель политропы равен:

$$m_T = lq\left(\frac{T_{2H}}{T_{1H}}\right) \cdot \left[lq\left(\frac{P_{2H}}{P_{1H}}\right)\right]^{-1} = lq\left(\frac{326}{264}\right) \cdot \left[lq\left(\frac{1,36}{0,34}\right)\right]^{-1} = 0,15.$$

- коэффициент псевдоизоэнтропы вычисляют по формуле (9):

$$\frac{K}{K-1} = 4,16 + 0,0041 \cdot (T_{cp} - 283,2) + 3,93 \cdot (d - 0,55) + 5,0 \cdot (m_t - 0,3), \quad (9)$$

где  $T_{cp} = \frac{T_{1H} + T_{2H}}{2}$  – средняя температура газа по входу и выходу нагнетателя, К;

$m_t$  – температурный показатель политропы.

Коэффициент псевдоизоэнтропы равен:

$$\begin{aligned} \frac{K}{K-1} &= 4,16 + 0,0041 \cdot (T_{cp} - 283,2) + 3,93 \cdot (d - 0,55) + 5,0 \cdot (m_t - 0,3) = \\ &= 4,16 + 0,0041 \cdot (295 - 283,2) + 3,93 \cdot (1,68 - 0,55) + 5,0 \cdot (0,15 - 0,3) = 7,91. \end{aligned}$$

- внутренняя мощность нагнетателя  $N_i$ , кВт, определяется по формуле (10):

$$N_i = \frac{K}{K-1} \cdot Z_{cp} \cdot R \cdot (T_{2H} - T_{1H}) \cdot G_H, \quad (10)$$

где  $\frac{K}{K-1}$  – показатель псевдоизоэнтропы;

|      |      |          |         |      |  |      |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
|      |      |          |         |      | Расчет оптимального компрессора хладагента | Лист |
|      |      |          |         |      |  | 57   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |  |      |

$T_{1н}$  – температура газа на входе в нагнетатель, К;

$T_{2н}$  – температура газа на входе в нагнетатель, К;

$Z_{cp}$  – средний коэффициент сжимаемости газа в нагнетателе.

Внутренняя мощность нагнетателя типа МЦК составила:

$$N_i = \frac{K}{K-1} \cdot Z_{cp} \cdot R \cdot (T_{2н} - T_{1н}) \cdot G_n = 7,91 \cdot 0,99 \cdot 0,17 \cdot (326 - 264) \cdot 48,67 = 4017,17 \text{ кВт}$$

- политропный КПД нагнетателя определяют по формуле (11):

$$\eta_n = \frac{K-1}{K} \cdot \frac{1}{m_t} \quad (11)$$

Политропный КПД для нагнетателя типа МЦК составил:

$$\eta_n = \frac{K-1}{K} \cdot \frac{1}{m_t} = \frac{1}{7,91 \cdot 0,15} = 0,84.$$

### 3.3 Анализ полученных результатов

Параметры, полученные в результате расчетов, представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты расчетов параметров центробежных нагнетателей

| Параметры                |  |  |  |  |
|--------------------------|--|--|--|--|
| Внутренняя мощность, кВт |  |  |  |  |
| Политропный КПД, %       |  |  |  |  |

Анализируя данные результаты, приходим к выводу, что при приблизительно одинаковых рабочих характеристиках более рациональным является применение центробежного нагнетателя типа [REDACTED]. Поскольку данный тип компрессора позволяет обеспечить те же параметры, что и компрессор [REDACTED], но при меньших затратах топливного газа в ГТУ.

#### 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В данной части проводится экономическое обоснование целесообразности строительства и эксплуатации станции охлаждения газа [REDACTED]. Цель расчетов – экономическая оценка проекта строительства станции охлаждения, позволяющего более выгодно транспортировать газ через систему магистральных газопроводов. Без внедрения данной СОГ продольные перемещения газопровода вследствие сезонных изменений температуры газа приводят к повреждению антикоррозионной изоляции, к потере устойчивости трубопровода и появлению трещин.

Экономическая эффективность обеспечивается за счет уменьшения количества аварийных ситуаций на линейной части газопроводов, сокращения ремонтных расходов, снижения капитальных затрат на компенсацию температурных деформаций и антикоррозионную защиту труб, а также за счет увеличения объемной производительности газопроводов при низких температурах транспортируемого газа.

Численные значения таких параметров, как денежная наличность, чистый дисконтированный доход, индекс доходности, срок окупаемости дают нам полное представление об экономической эффективности предлагаемого проекта и эксплуатации при соблюдении всех требований экологии и охраны окружающей среды.

Для оценки эффективности применяются следующие показатели:

- приток денежной наличности;
- чистый дисконтированный доход;
- индекс доходности;
- срок окупаемости.

|                   |             |                        |                |             |  |             |               |
|-------------------|-------------|------------------------|----------------|-------------|--|-------------|---------------|
|                   |             |                        |                |             | <i>Проектирование станции охлаждения газа линейно-производственного управления</i> |             |               |
| <i>Изм.</i>       | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i>        | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  |             |               |
| <i>Разраб.</i>    |             | <i>Сурженко Д. В.</i>  |                |             | <i>Лит.</i>  | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i>   |             | <i>Рудаченко А. В.</i> |                |             |  | 59          | 83            |
| <i>Консульт.</i>  |             |                        |                |             | <i>НИ ТПУ гр. 2Б4А</i>   |             |               |
| <i>Рук-ль ООП</i> |             | <i>Брусник О.В.</i>    |                |             | <i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>             |             |               |

1. Выручка от использования СОГ за расчетный период определяется по формуле:

$$B_t = Q_t \times C \times t \quad (1)$$

где  $Q_t$  – объем транспортируемого газа, тыс. м<sup>3</sup>/год,

$C$  – прибыль от охлаждения газа, руб./тыс. м<sup>3</sup>,

$t$  – период эксплуатации объекта, лет.

2. Затраты на реализацию проекту за расчетный период определяется по формуле:

$$Z_t = Z_{\text{кан}} + Z_{\text{эксн}} \quad (2)$$

где  $Z_{\text{кан}}$  – капитальные затраты на реализацию проекта, руб.;

$Z_{\text{эксн}}$  – затраты в ходе эксплуатации объекта за расчетный период, руб.;

3. Прибыль от проводимого мероприятия за расчетный период:

$$П = B_t - Z_t \quad (3)$$

4. Налог на прибыль за расчетный период определяется по формуле:

$$H_{\text{прт}} = \frac{П \times Н}{100\%} \quad (4)$$

где  $Н$  – ставка налога на прибыль, %.

5. Прирост потока денежной наличности за расчетный период определяется по формуле:

$$\text{ПДН}_t = П - H_{\text{прт}} \quad (5)$$

6. Дисконтированный прирост потока денежной наличности за расчетный период определяется по формуле:

$$\text{ППДН}_t = \text{ПДН}_t \times \alpha_t \quad (6)$$

где  $\alpha_t$  – коэффициент дисконтирования.

7. Коэффициент дисконтирования рассчитывается по формуле:

$$\alpha_t = \frac{1}{(1+E)^{t-1}} \quad (7)$$

где  $E$  – ставка дисконта, %;

$t$  – расчетный год.

9. Чистый дисконтированный доход от строительства СОГ за расчетный период:

|      |      |          |         |      |   |      |
|------|------|----------|---------|------|---|------|
|      |      |          |         |      | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |   | 60   |

$$\text{ЧДД} = \sum_t^T \text{ППНД}_t \quad (8)$$

10. Индекс доходности определяется по формуле:

$$\text{ИДД} = \frac{\text{ЧДД}}{3_t} \quad (9)$$

#### 4.1 Расчет экономической эффективности от строительства станции охлаждения газа

Капитальные вложения в станцию охлаждения газа по годам строительства приведены в таблице 1:

Таблица 15 – Капитальные вложения по годам строительства, млн. руб.

| Наименование затрат                  | Итого | Годы |   |
|--------------------------------------|-------|------|---|
|                                      |       | 0    | 1 |
| Станция охлаждения газа              | ■     | ■    | ■ |
| Итого без НДС                        | ■     | ■    | ■ |
| Налог на добавленную стоимость (НДС) | ■     | ■    | ■ |
| Всего                                | ■     | ■    | ■ |

Структура капитальных вложений в станцию охлаждения газа представлена в таблице 2.

Таблица 16 – Структура капитальных вложений в СОГ

| Наименование глав объектов, работ и затрат   | Общая стоимость, млн. руб. | В % к итогу глав 1-12 с резервом |
|--|----------------------------|----------------------------------|
| Глава – 1 Подготовка территории строительства  | ■                          | ■                                |
| Глава – 2 Основные объекты строительства   |                            |                                  |
| Глава – 3 Объекты подсобного и хозяйственного назначения                                   |                            |                                  |
| Глава – 4 Объекты энергетического хозяйства  |                            |                                  |
| Глава – 5 Объекты транспортного хозяйства и связи  |                            |                                  |
| Глава – 6 Внешние сети и сооружения водоснабжения, канализации, теплофикации и газификации |                            |                                  |
| Глава – 7 Благоустройство и озеленение территории  |                            |                                  |
| Итого по главам 1-7  | ■                          | ■                                |
| Главы 8-12 с резервом на непредвиденные расходы  | ■                          | ■                                |
| Итого без НДС  | ■                          | ■                                |

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

Продолжение таблицы 16

|                                      |  |  |  |
|--------------------------------------|--|--|--|
| Налог на добавленную стоимость (НДС) |  |  |  |
| Всего                                |  |  |  |

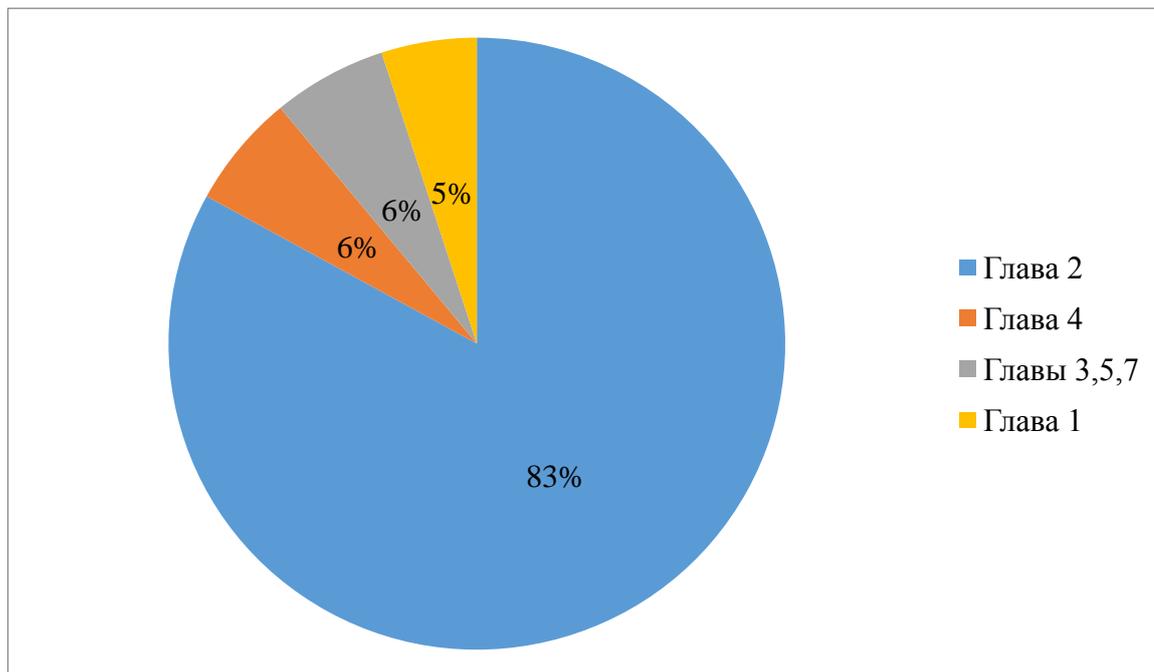


Рисунок 12 – Структура капитальных вложений в разрезе глав 1-7 по сводке затрат

Эксплуатационные расходы включают в себя:

- электроэнергия;
- заработная плата с отчислениями;
- ремонтный фонд;
- затраты на проведение пуско-наладочных работ;
- финансирование мероприятий по улучшению условий и охраны труда;
- амортизационные отчисления;
- плата за природопользование;
- прочие расходы.

Таблица 17 – Расчет эксплуатационных расходов охлаждения газа, млн. руб.:

| Наименование показателей | Итого | Годы |   |   |   |   |   |   |   |  |
|--------------------------|-------|------|---|---|---|---|---|---|---|--|
|                          |       | 1    | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |  |
| Электронергия            |       |      |   |   |   |   |   |   |   |  |
| Заработная плата         |       |      |   |   |   |   |   |   |   |  |

Продолжение таблицы 17

|  |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|--|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Обязательное страхование                                       | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ |
| Отчисления в ремонтный фонд                                    | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ |
| Затраты на проведение «пуско-наладочных работ»                 | ■ | ■ |   |   |   |   |   |   |   |
| Финансирование мероприятий по улучшению условий и охраны труда | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ |
| Амортизационные отчисления                                     | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ |
| Плата за природопользование                                    | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ |
| Прочие затраты   | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ |
| <b>Итого</b>   | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ |

Таким образом, эксплуатационные расходы по охлаждению газа на 8 лет составили ■ млн.руб.

На основе данных «■» объем охлаждаемого газа за первые 8 лет эксплуатации установки составляет 200 млрд. м<sup>3</sup>, прибыль от охлаждения 21,16 руб./1000 м<sup>3</sup>.

1. Выручка от реализации проекта СОГ за расчетный период рассчитывается по формуле (1):

$$V_{1-8} = 21,16 \text{ руб./тыс. м}^3 \times 200000000 \text{ тыс. м}^3 = 4232 \text{ млн. руб.}$$

2. Затраты на реализацию проекта строительства за расчетный период рассчитывается по формуле (2):

$$Z_{1-8} = 2655,15 \text{ млн.руб.} + 1133,12 \text{ млн.руб.} = 3788,27 \text{ млн.руб.}$$

3. Прибыль проводимого мероприятия за расчетный период рассчитывается по формуле (3):

$$П = 4232 \text{ млн.руб.} - 3788,27 \text{ млн. руб.} = 443,73 \text{ млн. руб.}$$

4. Налог на прибыль рассчитывается по формуле (4):

$$Н_{1-8} = \frac{443,73 \text{ млн.руб.} \times 20\%}{100\%} = 88,75 \text{ млн. руб.}$$

5. Прирост потока денежной наличности к концу расчетного периода рассчитывается по формуле (5):

$$\Delta ПДН_{1-8} = 443,73 - 88,75 \text{ млн. руб.} = 354,98 \text{ млн. руб.}$$

5. Коэффициент дисконтирования рассчитывается по формуле (7). Результаты расчетов представлены в таблице 4.

Таблица 18 – Коэффициент дисконтирования за весь расчетный период

| $\alpha_1$ | $\alpha_2$ | $\alpha_3$ | $\alpha_4$ | $\alpha_5$ | $\alpha_6$ | $\alpha_7$ | $\alpha_8$ |
|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| 1          | 0,91       | 0,83       | 0,75       | 0,68       | 0,62       | 0,56       | 0,51       |

6. Дисконтированный прирост потока денежной наличности рассчитывается по формуле (6). Результаты расчетов приведены в таблице 5.

Таблица 19 – Дисконтированный прирост потока денежной наличности

| $\Delta ДПДН_1$ | $\Delta ДПДН_2$ | $\Delta ДПДН_3$ | $\Delta ДПДН_4$ | $\Delta ДПДН_5$ | $\Delta ДПДН_6$ | $\Delta ДПДН_7$ | $\Delta ДПДН_8$ |
|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 44,37           | 40,38           | 36,83           | 33,28           | 30,17           | 27,51           | 24,85           | 22,63           |

7. Чистый дисконтированный доход от строительства СОГ за расчетный период рассчитывается по формуле (8):

$$\begin{aligned} \text{ЧДД} &= 44,37 \text{ млн.руб.} + 40,38 \text{ млн.руб.} + 36,83 \text{ млн.руб.} + 33,28 \\ &\text{млн.руб.} + 30,17 \text{ млн.руб.} + 27,51 \text{ млн.руб.} + 24,85 \text{ млн.руб.} + 22,63 \text{ млн.руб.} \\ &= 260,02 \text{ млн.руб.} \end{aligned}$$

8. Индекс доходности рассчитывается по формуле (9):

$$\text{ИД} = \frac{260,02 \text{ млн.руб.}}{3788,27 \text{ млн.руб.}} = 0,069$$

9. Срок окупаемости:

$$\text{СО} = \frac{3788,27 \text{ млн.руб.}}{4232 \text{ млн. руб.}} \times 8 \text{ лет} = 7,16 \text{ лет}$$

### Вывод:

Проведя расчеты показателей эффективности инвестиций при строительстве станции охлаждения газа, определили:

- приток денежной наличности за восемь лет составит 354,98 млн.руб.;
- чистый дисконтированный доход составит 260,02 млн.руб.;
- индекс доходности 0,069 руб./руб.;

– срок окупаемости 7,16 лет.

На основании исследования можно сделать вывод, что строительство СОГ является экономически выгодным. В результате охлаждения газа увеличивается производительность трубопровода; требуется меньшая мощность ГПА; снижается температура трубопровода и, следовательно, уменьшается скорость коррозии металла труб; повышается срок службы изоляционных покрытий трубопровода; предотвращается растепление многолетнемерзлого грунта и продольные и поперечные перемещения газопровода.

Таблица 20 – Показатели эффективности инвестиций

| <b>Наименование показателей</b>                      | <b>Значение</b> |
|--|-----------------|
| Прибыль от охлаждения газа, руб./1000 м <sup>3</sup> | 21,16           |
| Денежный поток, млн. руб.                            | 4232            |
| Чистый дисконтированный доход, млн. руб.             | 260,02          |
| Срок окупаемости                                     | 7,16            |

## 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### Введение

В соответствии с СТО Газпром 2-3.5-454-2010, СОГ на магистральных газопроводах предназначены для охлаждения газа, транспортируемого в районах многолетнемерзлых грунтов, и предотвращения их растепления, а также уменьшения линейных деформаций и температурных напряжений газопровода, снижения интенсивности коррозионных процессов, увеличения производительности газопровода [15].

Комплекс СОГ включает в себя холодильную систему, состоящую из холодильной установки и склада (складов) хладагента с насосно-компрессорными установками и трубопроводами, а также вспомогательные объекты и системы.

Для осуществления процесса охлаждения выбран классический холодильный цикл с двухступенчатым дросселированием и промежуточным всасом. В качестве холодильного агента используется пропан.

В данном разделе рассматривается деятельность сменного инженера с точки зрения безопасности жизнедеятельности. Продолжительность рабочего дня сменного инженера, в соответствии со штатным расписанием на СОГ, составляет 12 часов. В соответствии с должностными инструкциями сменный инженер должен постоянно находиться на главном щите управления (ГЩУ).

Производственная деятельность инженера смены направлена на обеспечение бесперебойной работы СОГ и осуществление оперативно-технического руководства за эксплуатацией газоперекачивающего оборудования.

Важнейшей задачей при эксплуатации СОГ является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности.

| Изм.       | Лист | № докум.        | Подпись | Дата |  |      |        |
|------------|------|-----------------|---------|------|--|------|--------|
|            |      |                 |         |      | <i>Проектирование станции охлаждения газа линейно-производственного управления</i> |      |        |
| Разраб.    |      | Сурженко Д. В.  |         |      | Лит.   | Лист | Листов |
| Руковод.   |      | Рудаченко А. В. |         |      |  | 66   | 83     |
| Консульт.  |      |                 |         |      | <i>Социальная ответственность</i><br><b>НИ ТПУ гр. 2Б4А</b>                        |      |        |
| Рук-ль ООП |      | Брусник О.В.    |         |      |  |      |        |

## 5.1 Производственная безопасность

Основные опасные и вредные производственные факторы обусловлены:

- наличием большого количества фланцевых соединений;
- наличием пропана, природного газа, маслопроводов;
- высокий нагрев корпуса Т/А;
- снижение температуры вспышки масла вследствие контакта с пропаном;
- наличие высокого давления в маслопроводах, трубопроводах импульсного газа, топливного газа, пускового газа, пропана в технологическом оборудовании, природного газа;
- большое количество энергонасыщенного оборудования.

### 5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

#### *Повышенный уровень шума*

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА [25].

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

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

Средства индивидуальной защиты: ушные вкладыши; противошумный шлем; наушники [26].

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Социальная ответственность | Лист |
|      |      |          |         |      |                            | 67   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            |      |

### *Повышенный уровень вибрации*

На ГЩУ вибрация не превышает предельно допустимые величины нормируемых параметров вибрации рабочих мест при длительности вибрационного воздействия 8 ч.

В целях защиты оператора ГЩУ от вибрации здание ГЩУ находится отдельно и не связано со зданиями Т/А.

Для обеспечения вибробезопасных условий труда в зданиях Т/А выполняется [27]:

- центровка роторов;
- балансировка роторов.

### *Повышенная запыленность и загазованность*

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).[28].

ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [28]:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м<sup>3</sup>;
- пропан по санитарным нормам относится к к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м<sup>3</sup>;
- в качестве одоранта в основном применяют меркаптаны, в частности этилмеркаптан (C<sub>2</sub>H<sub>5</sub>SH), относящийся ко 2-му классу опасности (вещества высокоопасные). ПДК в воздухе рабочей зоны по санитарным нормам 1 мг/м<sup>3</sup>;
- ПДК сернистого газа (SO<sub>2</sub>) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м<sup>3</sup> (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);

|             |             |                 |                |             |                                   |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Социальная ответственность</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                   | 68          |

- ПДК метанола (СН<sub>3</sub>ОН) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м<sup>3</sup>.

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами. Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны.

### 5.1.2 Анализ опасных производственных факторов

*Взрывопожароопасные, токсические свойства веществ и материалов, применяемых при работе станции*

Природный газ – естественно образовавшаяся смесь, состоящая на 90-99% из углеводородов. Природный газ, охлаждаемый на СО<sub>2</sub>, представляет собой в основном метан. Его свойства – свойства метана. Бесцветен, не имеет запаха, легче воздуха. При атмосферном давлении и низкой концентрации нетоксичен.

Пропан – сжиженный углеводородный газ бесцветный и без запаха. При атмосферном давлении плотность жидкой фазы составляет 582 кг/м<sup>3</sup>, а температура кипения: - 42<sup>0</sup>С. В 2,2 раза тяжелее воздуха. При утечках обычно скапливается в низинах, в непроветриваемых помещениях. Этим обусловлена его чрезвычайная взрывоопасность.

Не допускается использование инструментов, дающих при ударе искру. Оборудование и освещение должно быть во взрывопожаробезопасном исполнении. При загорании пропана применимо объемное тушение галоном, распыляемая вода, тушение порошком.

Пропан не токсичен, но в высоких концентрациях может вызвать удушье. При попадании жидкого пропана на кожу вызывает обморожение.

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 69   |

Смазочные масла и консистентные смазки являются пожароопасными веществами. При контакте с кислородом вызывают взрыв, промасленная ветошь при хранении на открытом воздухе способна к самовозгоранию. При загорании смазочных веществ применяют все средства пожаротушения кроме воды. Разлившееся масло засыпают песком с последующим его удалением в специально отведенные места.

#### *Защита от статического электричества*

Для предупреждения опасности, связанной с искровыми разрядами статического электричества на территории станции охлаждения, должны выполняться требования, регламентированные общими и отраслевыми правилами, а также нормами техники безопасности и производственной санитарии.

Для защиты от статического электричества вся металлическая арматура, резервуары, газопроводы, расположенные как внутри помещений, так и снаружи подлежат заземлению, исправность которого периодически проверяется (не реже 1 раза в год). Все отдельно стоящие аппараты должны иметь самостоятельное заземление или присоединяться к общему контуру отдельными ответвлениями. Чтобы предупредить накопление статического электричества в производственных помещениях, необходимо в ременных передачах применять ремни с удельным электрическим сопротивлением не более 10 Ом/см, обработанные смазкой из глицерина и сажи в соотношении 2,5:1 (по массе).

Обслуживающий персонал должен обеспечиваться специальной обувью. Для уменьшения накопления статического электричества рекомендуется спецодежду рабочих, которые находятся во взрывоопасных помещениях, обрабатывать материалами, улучшающими свойства диэлектриков.

|             |             |                 |                |             |                                   |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Социальная ответственность</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                   | 70          |

## 5.2 Экологическая безопасность

### 5.2.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу

Согласно нормативным данным, при работе станции охлаждения газа, кроме основных продуктов сгорания природного газа, происходит выброс в атмосферу следующих продуктов сгорания (таблица 1).

Таблица 21 – Выбросы в атмосферу при работе СОГ

| Выбросы продуктов сгорания факела     |                    |
|---------------------------------------|--------------------|
| Продукт сгорания                      | Выброс, кг/год     |
| Метан (CH <sub>4</sub> )              | 68,270             |
| Двуокись азота (NO <sub>2</sub> )     | 155,681            |
| Окись азота (NO)                      | 1110,105           |
| Окись углерода (CO)                   | 2306,366           |
| Бенз(а)пирен (3,4-Бензпирен)          | 0,003              |
| Состав выхлопных газов турбоагрегатов |                    |
| Газ                                   | Выбросы, грамм/сек |
| Окислы азота (NO <sub>x</sub> )       | 2,154÷5,945        |
| Окись углерода (CO)                   | 0,694÷2,58         |

Мероприятия по защите атмосферы: 1. Проверка оборудования на прочность и герметичность. 2. Неукоснительное соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования. 3. Своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры. 4. Использование системы контроля загазованности.

### 5.2.2 Анализ воздействия объекта на гидросферу и литосферу

При эксплуатации станции охлаждения газа некоторые загрязняющие вещества, такие как, масла, смеси тяжелых углеводородных фракций, могут нанести вред литосфере, а также гидросфере, попав в сточные воды. Причиной этого могут послужить ремонтные работы, несоблюдение правил эксплу-

атации оборудования, износ уплотнений оборудования, сосудов, запорной арматуры, аварии.

#### *Смеси тяжелых углеводородных фракций*

В процессе работы станции охлаждения газа содержащиеся в хладагенте неиспаряющиеся смеси тяжелых углеводородных фракций в выпаривателях дренажной системы, в конденсатосборниках факельных коллекторов модулей и в сепараторе факела. Удаление неиспаряющихся смесей производится в передвижную емкость для сливов, которая затем в установленном порядке вывозится за пределы станции охлаждения газа для утилизации.

Отработанное турбинное масло, подлежащее регенерации, направляется на установку очистки масла. Отработанное турбинное масло, не подлежащее регенерации, и отработанное компрессорное масло удаляются в подземную емкость, предназначенную для сливов масла. Использованные обтирочные материалы, загрязненные маслом и смазкой (содержание масла менее 15%), удаляются в емкости, предназначенные для промасленной ветоши.

Утилизация производственных отходов станции охлаждения газа, не подлежащих переработке, проводится путем вывоза на спецмашинах за пределы промплощадки.

Утилизации подлежат:

- смеси жидких углеводородных фракций, масла, шлама и пр., удаленных из выпаривателей, факельных конденсатосборников и сепаратора факела;
- отходы регенерации турбинного масла;
- отработанная водогликолевая смесь;
- использованные обтирочные материалы, загрязненные маслом и смазкой;
- отработанные фильтрующие элементы масляных фильтров;
- грунт, пропитанный маслом в результате аварийных утечек масла.

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Социальная ответственность | Лист |
|      |      |          |         |      |                            | 72   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            |      |

### 5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На СОГ возможно возникновение следующих аварийных ситуаций:

- утечка природного газа или пропана в здании ТКА без возгорания;
- утечка природного газа или пропана в здании ТКА с возгоранием;
- разрыв трубопровода на эстакаде энергосредств;
- разрыв газопровода на эстакаде энергосредств;
- разрыв трубопровода в обвязке PLENTY;
- разрыв трубного пучка в испарителе;
- разрыв трубопровода природного газа в обвязке испарителя без возгорания;
- разрыв трубопровода межмодульных соединений (всас, промвсас, нагнетание);
- разрыв трубопровода жидкого пропана на эстакаде модуля;
- прорыв пропана на промплощадке из технологических аппаратов (с возгоранием);
- прорыв пропана на промплощадке из технологических аппаратов (без возгорания);
- разрыв трубопровода в компрессорной группе за пределами укрытия Т/А без возгорания;
- разрыв трубопровода в компрессорной группе за пределами укрытия Т/А с возгоранием;
- разрыв жидкостного трубопровода в помещении НКО на нагнетании насосов перекачки после ручных задвижек без возгорания;
- разрыв жидкостного коллектора на складе пропана;
- утечка жидкого пропана при разгрузке а/цистерны по шарнирному соединению;

|             |             |                 |                |             |                                   |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Социальная ответственность</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                   | 73          |

- разрыв нагнетательного трубопровода КУ дренажной системы за пределами здания (с возгоранием).

Для предотвращения возникновения аварийных ситуаций необходимо:

- строгое соблюдение технологического процесса;
- строгое соблюдение правил техники безопасности, инструкций, регламента СОГ, нормативов по пожарной охране и промышленной санитарии;
- предотвращение образования взрывоопасных концентраций;
- своевременное проведение профилактических мероприятий и поддержание надёжной работы оборудования;
- контролировать правильность действий персонала инженерно-техническим составом, проверять уровень знаний и повышать квалификацию персонала.

#### *Анализ наиболее вероятной ЧС*

Наиболее вероятной ЧС является воспламенение масла в системе маслоснабжения Т/А в результате разрыва маслопровода, попадания масла на разогретые участки валопровода, проведения пожароопасных работ вблизи маслообъектов.

К превентивным мерам относятся: контроль за плотностью маслопроводов, проведение пожароопасных работ при наличии средств пожаротушения.

#### *Система пожаротушения промплощадки СОГ*

Назначение системы пожаротушения: тушение возгорания и орошение емкостного оборудования промплощадки станции охлаждения газа.

Состав:

- пожарное кольцо с теплоспутниками;
- дренчерная система орошения емкостей: испарителя Е01, экономайзера S03, линейного ресивера В01.

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Социальная ответственность | Лист |
|      |      |          |         |      |                            | 74   |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            |      |

Пожарное кольцо промплощадки состоит из:

- водовода с теплоспутниками;
- пожаргидрантов (12 шт.);
- пожлафетов (21 шт.);
- 23-х кнопок включения пожарнасосов (одна в операторной).

#### *Противоаварийные тренировки*

Являются одной из форм комплекса организационных мероприятий, направленных на подготовку персонала к действиям по предотвращению аварийных ситуаций, при ликвидации последствий аварии.

Противоаварийные тренировки и входящие в их состав противопожарные тренировки – это одна из основных форм производственного обучения и повышения квалификации персонала. При проведении противоаварийных тренировок персонал получает знания и навыки самостоятельно, быстро и правильно ориентироваться в возникшей аварийной обстановке и находить рациональное решение по ее локализации или предупреждению, грамотно применять средства индивидуальной и коллективной защиты, средства пожаротушения.

Систематические противоаварийные тренировки по планам ликвидации аварий проводятся с целью проверки правильности этих планов и их соответствия действительному состоянию производства. Комплексная противоаварийная тренировка с участием всех подразделений проводится не реже одного раза в год.

### **5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на ме-

|      |      |          |         |      |                            |      |
|------|------|----------|---------|------|----------------------------|------|
|      |      |          |         |      | Социальная ответственность | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |                            | 75   |

таллургическом и абразивном производстве, в нефтяной и химической промышленности [31].

Государство предусмотрело, что люди, работающие на вредных производствах, обеспечиваются льготами и компенсациями. Какие сферы деятельности и специальности связаны с вредными условиями труда, указывается в Постановлении Правительства [32].

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации:

- уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше),
- оплачиваемый отпуск, являющийся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней),
- происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада),
- льготы для пенсионного обеспечения,
- бесплатное лечение и оздоровление,
- выдача расходных материалов – спецодежды, обеззараживающих средств [32].

Компенсация дополнительного отпуска за вредные условия труда для работника предусмотрена только за те дни, которые дает работодатель сверх минимального значения (более 7).

Кроме компенсаций, существует такое понятие как доплата за вредные условия труда, которая также может устанавливаться работодателем.

К работе с ГТУ допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие вводный инструктаж, обучение безопасным приемам и методам работы, инструктаж на рабочем месте по правилам внутреннего распорядка, технике безопасности при эксплуатации технологического оборудования по профессиям и выполнении отдельных видов работ, правилам пожарной безопасно-

|             |             |                 |                |             |                                   |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Социальная ответственность</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                                   | 76          |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                   |             |

сти на КС и успешно сдавшие экзамены на допуск к самостоятельной работе. Весь персонал должен уметь оказывать первую помощь пострадавшим.

#### *Компоновка рабочей зоны*

Рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые в соответствии с характером работы, должны обеспечивать безопасность, охрану здоровья и работоспособность персонала.

Конструкцией производственного оборудования и рабочего места обеспечивается оптимальное положение персонала, оно достигается регулированием: высоты рабочей поверхности, сиденья и пространства для ног. Конструкция регулируемого кресла оператора соответствует требованиям ГОСТ 21889-76 [33].

Аварийные органы управления расположены в зоне досягаемости моторного поля, при этом предусмотрены специальные средства опознавания и предотвращения их непроизвольного и самопроизвольного включения в соответствии с ГОСТ 12.2.003-91 [32].

Сидячие рабочие места оборудованы согласно ГОСТ 12.2.032-78 [34]. Конструкцией рабочего места обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Выполнение трудовых операций «часто» и «очень часто» обеспечено в пределах зоны легкой досягаемости и оптимальной зоны моторного поля.

Взаимное расположение и компоновка рабочих мест обеспечивает безопасный доступ на рабочее место и возможность быстрой эвакуации при аварийной ситуации. Организация и состояние рабочих мест обеспечивает безопасное передвижение работающих.

По показателям тяжести трудового процесса работа оператора в соответствии с Р 2.2.2006-05 [35] относится к классу оптимальной (легкая физическая нагрузка). По показателям напряженности – к классу допустимой (напряженность труда средней степени). Допустимые условия труда условно относят к безопасным.

|             |             |                 |                |             |                                   |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Социальная ответственность</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                   | 77          |

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При повышении температуры газа в результате его компримирования возникает ряд проблем, связанных с его транспортировкой. Охлаждение транспортируемого газа позволяет решить проблемы посредством охлаждения газа на выходе из компрессорных цехов с помощью АВО.

Аппараты воздушного охлаждения газа эффективны только в зимний период эксплуатации. В летний же период они не способны достаточно глубоко охлаждать транспортируемую среду. Поэтому необходимо применение станций охлаждения газа.

В результате работы:

- ✓ Проведен анализ проблемы транспортировки газа и методов ее решения.

Повышение температуры газа при его компримировании вызывает ряд неблагоприятных последствий. Изоляция трубопровода от коррозии разрушается при высокой температуре. Вязкость перекачиваемого газа повышается с увеличением его температуры. Это ведет к уменьшению пропускной способности газопровода. При эксплуатации газопроводов на территории вечно-мерзлых грунтов высокая температура приводит к растеплению грунта, что в свою очередь существенно увеличивает риск повреждения антикоррозионной изоляции, потери устойчивости газопровода и появления трещин.

Существуют два пути решения данных проблем: применение теплоизоляции трубопровода и охлаждение природного газа АВО и на СОГ.

- ✓ Определена оптимальная технологическая схема.

Технологическая схема представляет собой 9 холодильных модулей, предусматривающих охлаждение транспортируемого природного газа в ис-

| Изм.       | Лист | № докум.        | Подпись | Дата |  |      |        |
|------------|------|-----------------|---------|------|--|------|--------|
|            |      |                 |         |      | <i>Проектирование станции охлаждения газа линейно-производственного управления</i> |      |        |
| Разраб.    |      | Сурженко Д. В.  |         |      | Лит.   | Лист | Листов |
| Руковод.   |      | Рудаченко А. В. |         |      |  | 78   | 83     |
| Консульт.  |      |                 |         |      | <i>Заключение</i>  |      |        |
| Рук-ль ООП |      | Брусник О.В.    |         |      |  |      |        |
|            |      |                 |         |      | <i>НИ ТПУ гр. 2Б4А</i>   |      |        |

парителе кожухообразного типа.

- ✓ Определен оптимальный технологический цикл охлаждения газа.

Процесс охлаждения природного газа на станции осуществляется путем реализации классического холодильного цикла с двухступенчатым дросселированием и промежуточным всасом.

- ✓ По результатам расчетов выбран оптимальный компрессора хладагента.

Компрессор типа [REDACTED] позволяет обеспечить те же параметры, что и компрессор [REDACTED], но при меньших затратах топливного газа в ГТУ.

|             |             |                 |                |             |                   |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|-------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Заключение</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                   | 79          |

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Научный вестник ЯНАО № 4 (93). Экология Арктики . – № 4 (93). – Салехард, 2016. – 21 с.
2. Газпром информаторий [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.gazprominfo.ru/terms/compression/> (дата обращения 4.03.2018).
3. Михайлов А. К., Ворошилов В. П. Компрессорные машины: Учебник для ВУЗов. – М.: Энергоатомиздат, 1989 – 29 с.
4. ГОСТ 25100-2011 Грунты. Классификация.
5. ГОСТ 28622-2012 Грунты. Метод лабораторного определения степени пучинистости.
6. СП 11-105-97 Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть IV. Правила производства работ в районах распространения многолетнемерзлых грунтов.
7. Бородавкин П. П. Механика грунтов, Учебник для ВУЗов. – Москва, «Недра-Бизнесцентр», 2003.
8. Далматов, Б. И. Механика грунтов, основания и фундаменты: учеб. — Санкт-Петербург : Лань, 2017.
9. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы : СНиП 2.05.06- 85\* Актуализированная редакция.
10. Лисин Ю. В. Оценка планово-высотного положения трубопровода на участках с многолетнемерзлыми грунтами/ Ю. В. Лисин, А. А. Александров, В. И. Ларионов, М. А. Козлов // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер.: Машиностроение. – 2012. № 3(88). – С. 68-79.
11. Лисин Ю. В. Создание системы координатно-временного обеспечения магистральных нефтепроводов/ Ю. В. Лисин // Известия вузов. Сер.: Машиностроение. – 2013. – № 2. – С. 73-79.

|                   |             |                 |                |             |  |                        |             |               |
|-------------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|------------------------|-------------|---------------|
|                   |             |                 |                |             | <i>Проектирование станции охлаждения газа линейно-производственного управления</i> |                        |             |               |
| <i>Изм.</i>       | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |  |                        |             |               |
| <i>Разраб.</i>    |             | Сурженко Д. В.  |                |             | <i>Список используемых источников</i>  | <i>Лит.</i>            | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Руковод.</i>   |             | Рудаченко А. В. |                |             |  |                        | 80          | 83            |
| <i>Консульт.</i>  |             |                 |                |             |  | <i>НИ ТПУ гр. 2Б4А</i> |             |               |
| <i>Рук-ль ООП</i> |             | Брусник О.В.    |                |             |  |                        |             |               |

12. СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003.
13. Р 536-84 Рекомендации по проектированию теплоизоляционных конструкций магистральных трубопроводов.
14. Газпром информаторий [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.gazprominfo.ru/terms/choking/>? (дата обращения 18.03.2018).
15. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации магистральных газопроводов.
16. Карнаухов Н. Н., Кушнир С. Я. Механика мерзлых грунтов и принципы строительства нефтегазовых объектов в условиях Севера: Учебник / Под ред. Карнаухова Н. Н. – М.: Изд.ЦентрЛитНефтеГаз. – 2008.
17. Бородавкин П. П. Подземные магистральные трубопроводы/ Москва: ООО «Издательство «Энелджи Пресс», 2011.
18. Коршак А. А. Компрессорные станции магистральных газопроводов: учебное пособие/ А. А. Коршак – Ростов н/Д: Феникс, 2016. – 66 с.
19. Галиуллин З.Т. Современные газотранспортные системы и технологии / З. Т. Галиуллин, С. Ю. Сальников, В. А. Щуровский; под ред. В. А. Щуровского. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014.
20. Кантюков Р. А. Компрессорные и газораспределительные станции: учебное пособие / Р. А. Кантюков, В. А. Максимов, М. Б. Хадиев. – Казань: Казанский государственный университет им. В. И. Ульянова-Ленина, 2005.
21. Маринюк Б. Т. Расчеты теплообмена в аппаратах и системах низкотемпературной техники. – М.: Машиностроение, 2015.
22. Румянцев Ю. Д., Калюнов В. С. Холодильная техника: Учебник для ВУЗов. – СПб.: Издательство «Профессия», 2005.
23. Маринюк Б. Т. Вакуумно-испарительные холодильные установки, теплообменники и газификаторы техники низких температур. – М.: Энергоатомиздат, 2003.

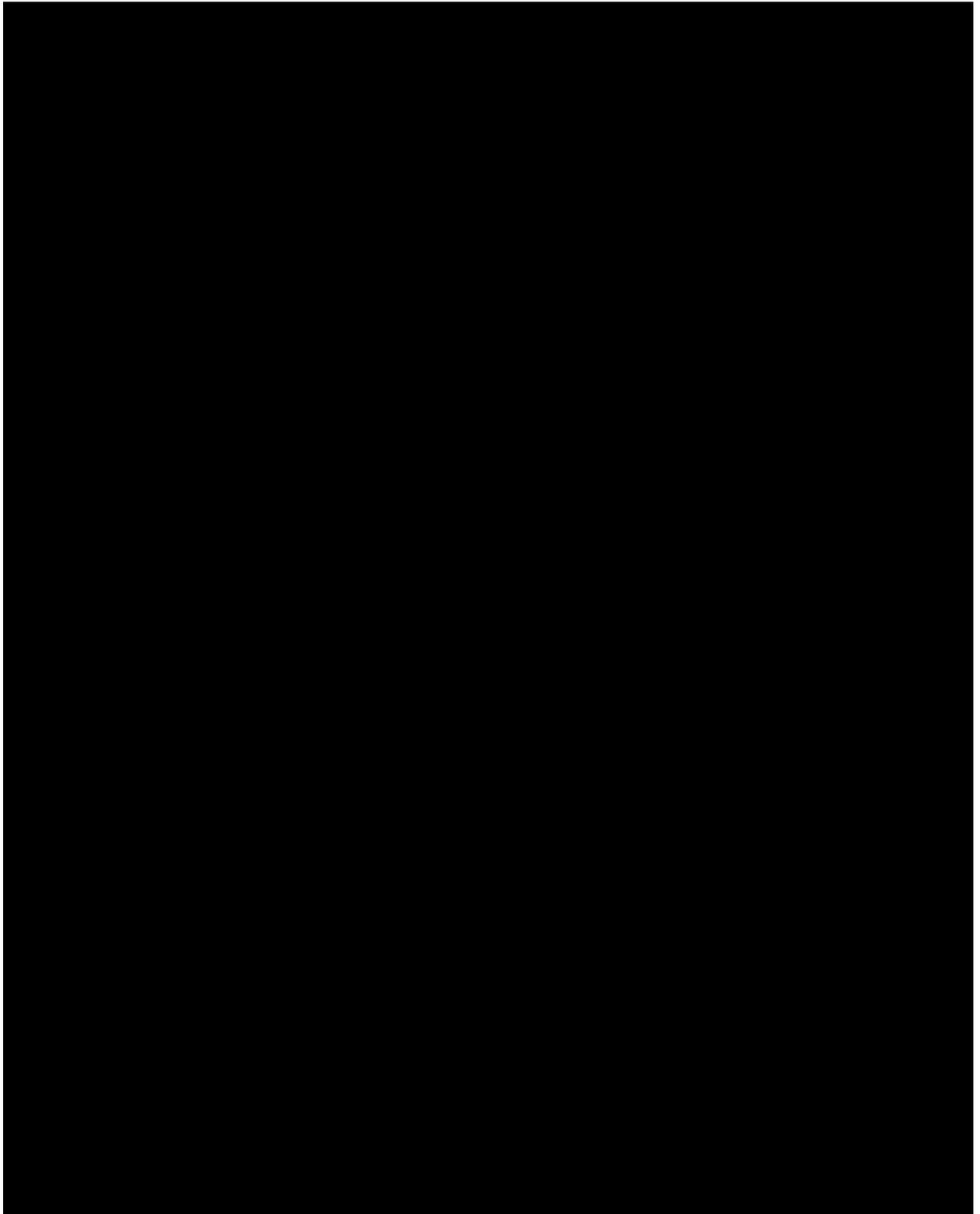
|             |             |                 |                |             |                                       |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             |                                       | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             | <i>Список используемых источников</i> | 81          |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                       |             |

24. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
25. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
26. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
27. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
28. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
29. 24. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
30. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
31. ФЗ РФ №426 «О специальной оценке условий труда».
32. Постановление Правительства РФ от 29 марта 2002 г. N 188 "Об утверждении списков производств, профессий и должностей с вредными условиями труда, работа в которых дает право гражданам, занятым на работах с химическим оружием, на меры социальной поддержки".
33. ГОСТ 21889-76 Система "Человек-машина". Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования.
34. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
35. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
36. Холодильная техника научно-технический и информационный журнал: / Издательство «Холодильная Техника» (ИХТ) . — М. : Холодильная техника , 2007 № 1
37. Башаев М.А., Ковалевский В.Б. Противокоррозионная защита нефте- и газопровода с тепловой изоляцией из пенополиуретана: научная статья/ журнал трубопроводный транспорт: теория и практика, 2012 № 6.

|             |             |                 |                |             |                                       |             |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
|             |             |                 |                |             | <i>Список используемых источников</i> | <i>Лист</i> |
|             |             |                 |                |             |                                       | 82          |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |                                       |             |

## Приложение А

### Технологическая схема КС



| Изм.       | Лист | № докум.        | Подпись | Дата | Проектирование станции охлаждения газа линейно-производственного управления |      |        |
|------------|------|-----------------|---------|------|---|------|--------|
| Разраб.    |      | Сурженко Д. В.  |         |      | Лит.  | Лист | Листов |
| Руковод.   |      | Рудаченко А. В. |         |      |   | 83   | 83     |
| Консульт.  |      |                 |         |      | НИ ТПУ гр. 2Б4А   |      |        |
| Рук-ль ООП |      | Брусник О.В.    |         |      |   |      |        |
|            |      |                 |         |      | Приложение  |      |        |