



Инженерная школа природных ресурсов  
Отделение нефтегазового дела  
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело/ ООП «Машины и оборудование  
нефтяных и газовых промыслов»

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
<b>Модернизация установки подготовки газа путем интегрирования газового эжектора</b>

УДК 622.279.8-048.35

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ16	Доля Николай Николаевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Зиякаев Григорий Ракитович	к.т.н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Манабаев Кайрат Камитович	к.ф.–м.н.		

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компет енции	Наименование компетенции
<b>Универсальные компетенции</b>	
УК-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
ОПК-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
<b>Профессиональные компетенции</b>	
ПК(У)-1	Способность оценивать эффективность инновационных решений и анализировать возможные технологические риски их реализации.
ПК(У) - 2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль и техническое сопровождение.
ПК(У)-3	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли.
ПК(У)-4	Знание современных САД-САЕ-систем, их функциональные возможности для проектирования геометрических моделей изделий высокой сложности.
ПК(У)-5	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе

<b>Код компетенции</b>	<b>Наименование компетенции</b>
	методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов.
ПК(У)-6	Способность к разработке учебно-методических материалов для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области обеспечения работы технологического оборудования
ПК(У)-7	Способность реализовывать программы профессионального обучения: планировать и проводить учебные занятия, оценивать достижение планируемых результатов для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области обеспечения работы технологического оборудования

**ТОМСКИЙ  
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ**



Инженерная школа природных ресурсов  
Отделение нефтегазового дела  
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело/ ООП «Машины и оборудование  
нефтяных и газовых промыслов»

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП  
\_\_\_\_\_ Манабаев К.К.  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ  
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

магистерской диссертации (бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)
--

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ16	Доля Николаю Николаевичу

Тема работы:

<b>Модернизация установки подготовки газа путем интегрирования газового эжектора</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 41-56/с от 10.02.2023 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><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><i>Объектом разработки является схема утилизации газа дегазации (газа выветривания) с модуля УДСК на УКПГ. В качестве исходных данных представлены: технологическая схема УКПГ, давления, расходы, температура, компонентные составы активного и пассивного потоков.</i></p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования;</i></p>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Литературное исследование проблематики использования инжекторных технологий в нефтегазовом производстве</li><li>2. Анализ применимости газового эжектора на УКПГик</li><li>3. Произвести расчет параметров эжектора.</li><li>4. Финансовый менеджмент.</li><li>5. Социальная ответственность.</li></ol>

<i>содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	<b>6. Выводы по работе.</b>
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<b>«Финансовый менеджмент и ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</b>	Шарф Ирина Валерьевна, профессор ОНД, д.э.н.
<b>«Социальная ответственность»</b>	Сечин Андрей Александрович, доцент ООД, к.т.н.
<b>«Английский язык»</b>	Швагрукова Екатерина Васильевна, доцент ОИЯ, к.ф.н.
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Теоретическая часть ВКР	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	10.02.2023 г.
---	---------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Зиякаев Григорий Ракинович	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ16	Доля Николай Николаевич		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ16	Доля Николаю Николаевичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	магистратура	<b>Направление</b>	21.04.01 Нефтегазовое дело Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов

Тема ВКР:

<b>Модернизация установки подготовки газа путем интегрирования газового эжектора</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение модернизации установки подготовки газа за счет струйного аппарата
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Отраслевые регламентирующие документы
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации (1 часть) ФЗ №146 от 31.07.1998 в ред. от 28.03.2023 Налоговый кодекс Российской Федерации (2 часть) ФЗ №117 от 05.08.2000 в ред. от 28.04.2023
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Обоснование перспективности мероприятий по модернизации установки подготовки газа за счет струйного аппарата
<i>2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований</i>	Расчет доходов и затрат на проведение мероприятий по модернизации установки подготовки газа за счет струйного аппарата
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Расчет экономической эффективности модернизации за счет внедрения струйного аппарата на установке подготовки газа
<b>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):</b>	

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ16	Доля Николай Николаевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>		<b>ФИО</b>	
2БМ16		Доля Николаю Николаевичу	
<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Модернизация установки подготовки газа путем интегрирования газового эжектора	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<b>Введение</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> </ul>	<p>Объект исследования: газовый эжектор. Область применения: установки комплексной подготовки газа и/или конденсата.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации:</b></p> <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>	<p>ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ГОСТ Р ИСО 6385-2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 11.04.2023)</p>
<p><b>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</li> <li>– Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора</li> </ul>	<p><u>Вредные факторы:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Повышенный уровень шума</li> <li>– Повышенный уровень вибрации</li> <li>– Утечка вредных веществ</li> <li>– Повышенная или пониженная температура рабочей зоны</li> </ul> <p><u>Опасные факторы:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовки оборудования;</li> <li>– Трубопровод и агрегаты, работающие под высоким давлением</li> <li>– Пожаровзрывоопасный фактор</li> <li>– Вероятность утечки токсичных веществ</li> <li>– Электрический ток</li> </ul>
<p><b>3. Экологическая безопасность:</b></p>	<p><u>Воздействие на Селитебную зону:</u> Удаленность селитебной зоны от месторождения. <u>Воздействие на атмосферу:</u> Загрязнение выбросами газа или испарением от разлившегося конденсата/ПБТ</p>

	<p><u>Воздействие на гидросферу:</u> Утечки, разливы перекачиваемых нефтегазовых продуктов и технических жидкостей</p> <p><u>Воздействие на литосферу:</u> Загрязнение почвы газовым конденсатом и продуктами нефтяной промышленности, необходимыми для работы установки, различными твёрдыми отходами</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– ЧС природного характера</li> <li>– Разлив нефтепродуктов</li> <li>– Возгорание</li> <li>– Взрыв</li> <li>– Аварии механизированного парка</li> </ul> <p><u>Наиболее типичная ЧС:</u> Возникновение пожара</p>
<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ16	Доля Николай Николаевич		



## РЕФЕРАТ

Выпускная аттестационная работа по теме «Модернизация установки подготовки газа путем интегрирования газового эжектора» предоставлена 118 на листах, 5 рисунках, 30 таблицах, 45 источников литературы.

Ключевые слова: струйный аппарат, эжектор, газ выветривания, установка подготовки газа, установка комплексной подготовки газа и конденсата, утилизация, попутный нефтяной газ.

Объектом исследования является УКПГиК месторождения К.

Предметом исследования данной работы будет газовый эжектор и его применение на УКПГиК для утилизации газа дегазации.

Цель данной магистерской диссертации – произвести расчет струйного аппарата для модернизации установки подготовки газа и конденсата (УКПГиК) для утилизации газа выветривания с установки дегазации и стабилизации конденсата (УДСК).

Для выполнения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- Проанализировать технологическую схему УКПГиК,
- Рассмотреть возможные варианты для монтажа эжектора,
- Рассчитать численные параметры перерабатываемого сырья,
- Произвести расчет струйного аппарата для определенных параметров.

В данной работе была проанализированная возможность применения газового эжектора для утилизации газа выветривания с УДСК, рассчитаны геометрические и технологические параметры струйного аппарата.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

БПМ – блок подачи метанола,

ВМР – водометанольный раствор,

ГВ – газ выветривания,

ГКС – газокompрессорная станция,

ЗРА – запорно-регулирующая арматура,

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика,

КлР – клапан регулирующий,

КПД – коэффициент полезного действия,

МТ – межпромысловый трубопровод,

НГК – нестабильный газовый конденсат,

НТС – низкотемпературная сепарация,

ПБТ – пропан-бутан технический,

ПГ – природный газ,

ПИРГ – пункт измерения расхода газа,

ПНГ – попутный нефтяной газ,

ППД – поддержание пластового давления,

СК – стабильный конденсат,

ТДА – турбодетандерный агрегат,

ТДКА – турбодетандер–компрессорный агрегат,

УДСК – установка деэтанализации и стабилизации конденсата,

УКПГиК – установка комплексной подготовки газа и конденсата,

УПН – установка подготовки нефти,

УПРГ – узел приема и редуцирования газа,

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	14
1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	17
2. ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	21
2.1. Характеристика действующей установки подготовки газа.....	23
2.1.1. Технологический процесс на УПРГ.....	24
2.1.2. Технологический процесс на УПГ.....	25
2.1.3. Технологический процесс на УДСК.....	27
2.2. Описание основного технологического оборудования.....	31
2.3. Нормы технологического режима.....	36
3. ПРОБЛЕМАТИКА.....	40
4. РАСЧЕТ СТРУЙНОГО АППАРАТА.....	42
4.1. Принципиальная схема струйного аппарата.....	42
4.2. Определение возможных мест интеграции газового эжектора.....	43
4.3. Определение параметров газа для расчетов.....	46
4.4. Расчёт аппарата.....	51
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ.....	59
5.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	59
5.2. Расчет экономической эффективности проекта.....	63
5.3. Вывод по разделу.....	75
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	76
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	77
6.2 Производственная безопасность.....	79
6.2.1 Анализ вредных и опасных факторов.....	80
6.2.2 Расчет потребного воздухообмена при выделении газов (паров) через неплотности аппаратуры, находящейся под давлением.....	90

6.3 Экологическая безопасность.....	92
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	93
6.5.Вывод по разделу .....	95
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	96
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	97
Приложение 1. Modernization of gas preparation unit by integrating a jet pulser 102	
Приложение 2. Варианты размещения эжектора.....	117
Приложение 3. Финальный вариант расположения эжектора. ....	118

## **ВВЕДЕНИЕ**

В современном мире нефтегазовый сектор занимает очень важное место. Нефть, газ и продукты их переработки являются стратегически важными и ценными ресурсами, спрос на которые всегда был, есть и остается на высоком уровне, незначительно изменяясь. Однако спрос на качество продукции растет постоянно и как следствие недостаточно просто добывать сырье, его нужно качественно переработать с минимальными потерями и вредом для экологии.

Высокие биржевые цены на осушенный природный газ и экологическое законодательство РФ вынуждают недропользователей прибегать к использованию установок по подготовке газа работающим на различных технологиях и/или модернизировать уже существующее оборудование под современные требования. И в текущей ситуации часто на помощь приходят технологии, морально устаревшие и не способные подготавливать сырье до нужного уровня, но в современной интерпретации им находят применение.

Струйные установки нашли применение в различных сферах, однако, секторы, широко использующие данные технологии являются: авиастроение и авиационные двигатели, паровые установки и паровые движители, нефтегазовый сектор от добычи до транспортировки и переработки.

В нефтегазовом секторе применение эжекторов началось еще в 20-ом веке, однако, применение их ограничивалось в основном системами ППД (поддержания пластового давления) или технологией переработкой газа. Однако развитие и совершенствование эжекторных установок продолжается, а поле использования струйных установок в современном нефтегазовом секторе значительно расширилось за десятилетия. Так, помимо уже перечисленных способов применения эжекторов нынче можно увидеть их использование для низконапорного факельного газа или газа дегазации с различных установок, а также можно встретить новые эжектора, работающие на сверхзвуковых скоростях, что раньше было невозможным.

Эжектор прост по конструкции, может работать в широком диапазоне изменения параметров газов, позволяет легко регулировать рабочий процесс и переходить с одного режима работы на другой. Поэтому эжекторы широко применяются в различных областях техники.

Независимо от назначения эжектора в нем всегда имеются следующие конструктивные элементы: сопло высоконапорного (эжектирующего) газа, сопло низконапорного (эжектируемого) газа, смесительная камера и, обычно, диффузор.

Актуальность данной работы обусловлена тем, что многие процессы в нефтегазовой промышленности связаны с протеканием и контактом нескольких фаз и эжекторы могут применяться для снижения энергоемкости нефтедобывающей и перерабатывающей промышленности.

С одной стороны, технология эжектора требует ограниченного обслуживания, имеет низкие эксплуатационные расходы и не имеет ограничений в отношении рабочих жидкостей; с другой стороны, сложная однофазная и многофазная гидродинамика делает конструкцию эжектора и прогнозирование производительности реальной проблемой.

Использование эжекторов на установках комплексной подготовки газа позволит значительно повысить безотказность работы и избежать проблем, возникающих при эксплуатации альтернативных устройств.

Цель данной магистерской диссертации – произвести расчет струйного аппарата для модернизации установки подготовки газа и конденсата (УКПГиК) для утилизации газа выветривания с модуля УДСК.

Для выполнения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- Проанализировать технологическую схему УКПГиК,
- Рассмотреть возможные варианты для монтажа эжектора,
- Рассчитать численные параметры перерабатываемого сырья,
- Произвести расчет струйного аппарата для определенных параметров.

Объектом исследования является УКПГиК месторождения К.

Предметом исследования данной работы будет газовый эжектор и его применение на УКПГиК для утилизации газа дегазации.



## 1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

В статье «Оптимизация эжекторных систем для газовой промышленности» за авторством А.И. Курочкина и С.З. Имаева говорится о том, что увеличение максимальной степени сжатия эжектора может значительно улучшить характеристики систем, использующих эжекторы.

В «Теория дифференциального эжектора // Прикладная механика и техническая физика.» Б.А. Урюкова показано, что использование распределенного подвода газа плавно увеличивает статическое давление смеси и уменьшает потери на удар. Степень сжатия дифференциального эжектора, рассчитанного в вышеуказанном источнике, значительно превосходит максимальную степень сжатия, достигаемую в классическом оптимальном эжекторе, рассчитанную по методике, описанной Васильевым Ю.Н. в «Газовые эжекторы со сверхзвуковыми соплами // Сб. работ по исследованию сверхзвуковых газовых эжекторов».

И.Г. Бебешко, И.А. Федоров, В.А. Скуфинский, А.И. Шелякин «Совершенствование и использование эжекционной технологии как одно из направлений повышения энергоэффективности эксплуатации ПХГ» рассматриваются все возможные пути по снижению гидравлических потерь, вместе с тем конструкция эжектора должна быть технологичная в изготовлении, проста и надежна в эксплуатации. В работе представлена математическая модель расчета течения в эжекторе позволяющая оптимизировать непосредственно конструкцию эжектора.

Ф.А. Куканов, И.И. Межиров в работе «Работа газового эжектора при неравных физических параметрах смешиваемых газов» приводят уравнения эжекции при неравных значениях показателя адиабаты, теплоемкости при постоянном давлении и температуры торможения смешиваемых газов.

Наши коллеги из НИ ТПУ Ю.А. Никонов, А.Ю. Бурыкин провели сравнение методик расчета эжектора по Бекирову, Шаталову и Соколова, Зингера и изложили итоги в работе «Оценка методов определения характеристик газовых эжекторов для компримирования природных газов».

Согласно полученным данным, можно сделать заключение, что для малых коэффициентов эжекции рекомендуется использовать методику расчета Соколова, Зингера. Для облегчения расчетов в работе приведены номограммы для определения достижимых показателей и выбора оптимальных геометрических параметров аппаратов.

Одной из частых проблем является конденсирование взвешенных капель воды и тяжелых углеводородов. Отдельно друг от друга над расчетами с учетом данного факта работали А.В. Соловьев и Э.Ш. Теляков совместно с Т. С. Козырева, Э. В. Осипов, Э. Б. Мац.

Соловьев А.В. представил методику расчета эжекторов с сужающимися камерами с учетом конденсации в рабочем сопле и камере эжектора. В работе «Расчет критических режимов эжекторов с сужающимися камерами» выполнены расчеты в широком диапазоне температур рабочего и низконапорного газов. Выявлены различия в свойствах газовых и паровых эжекторов. Второй работой, учитывающей конденсацию – является «Алгоритмы учета конденсации при истечении конденсируемого рабочего тела через активное сопло газового эжектора.». В работе Э.Ш. Телякова и других представлена методика расчёта газового эжектора в составе установки создания вакуума, учитывающая эффект конденсации рабочего тела при его истечении через активное сопло.

Помимо научных работ посвященным моделированию эжекторов и проведению его расчета стоит также рассмотреть конструкционные нововведения, способные повысить КПД струйных аппаратов.

Особенностью изобретения под патентом RU 2 559 115 C1 является то, что газовый эжектор содержит корпус с патрубками подачи потоков активного и пассивного газов и установленные в нем сменные сопло подачи потока активного газа и камеру смешения потоков газов, связанную с диффузором. Технический результат: повышение надежности и эффективности функционирования газового эжектора при повышенных давлениях в потоках газов.

Так же имеются запатентованные изобретения, связанные с особенностями работы в конкретных условиях, актуальных для перекачки сырого газа с помощью эжектора и возможностью гидратообразования. В патенте RU 2 389 908 C1 газовый эжектор, содержащий корпус с патрубками высоконапорного, низконапорного и смеси газов, и соосно размещенные в корпусе сопло, камеру смешения с примыкающей к ней втулкой диффузора, причем патрубок низконапорного газа сопряжен с камерой смешения через суживающуюся кольцевую полость, отличающийся тем, что выходной участок полости низконапорного газа имеет тороидальную форму, начальный участок стенки камеры смешения выполнен с кольцевой термоизолирующей прослойкой, а положение камеры смешения в корпусе зафиксировано с помощью прилегающей к буртику корпуса втулки диффузора.

Формулой изобретения патента RU 2 079 725 C1 является диффузор, расположенный в полости напорного трубопровода, отличающийся тем, что диффузор выполнен из коаксиально расположенных патрубков, соосно смещенных так, что концы труб камеры смешения и коаксиальных патрубков находятся на образующей расширяющейся конусной части. В диффузоре происходит интенсивное торможение потока за счет приращения его массы циркуляционными потоками, возникающими вокруг патрубков.

Интересным патентным решением является также газовый эжектор под патентным номером RU 2 621 924 C1. Суть данного изобретения заключается в том, что он выполнен многоканальным. Много сопловая камера жестко

закреплена в стационарном корпусе..Каждый канал многоканального корпуса представляет собой приемную камеру, камеру смешения и выхлопной диффузор. Каждому соплу соответствует свой канал. Расходно-напорные характеристики эжектора обеспечиваются геометрическими соотношениями и диапазонами размеров эжектора. Технический результат повышение коэффициента эжекции, уменьшение массы и удобство эксплуатации эжектора

Так же существует множество решения с применением различных лопаток и устройств для дополнительного завихрения потоков. Примерами таких решений могут служить патенты RU 2 341 691 C2, RU2 650 913 C1 и другие.

## 2. ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Нефтегазоконденсатное месторождение расположено в южной части Томской области, где открыт целый ряд, в основном, мелких и средних месторождений нефти и газа (рисунок 1). Административно месторождение находится в Парабельском районе. Участок работ относится к нефтегазоносному району Васюганской нефтегазоносной области, которая выделяется на востоке центральной части Западно-Сибирской низменности.



Рисунок 1 – Обзорная схема нефтегазоконденсатного месторождения

В орографическом отношении рассматриваемая территория представляет собой плоскую и пологоволнистую равнину почти полностью залесенную, часть площади занимают непроходимые болота. Абсолютные отметки рельефа изменяются в пределах +120–+140 м. Земли находятся в

введении Пудинского лесного хозяйства. Нефтепоисковые работы в данном регионе начаты в 1963 г.

Дорожная сеть в районе работ отсутствует. Речная сеть представлена рекой Чузик и ее правыми притоками – Большой и Малой Казанкой. Река Чузик судоходна до с. Пудино для мелких барж. В зимнее время грузы перемещаются наземным транспортом, авиационным – круглогодично.

Климат района континентальный с суровой зимой и коротким прохладным летом. Температура колеблется от минус 45–50 оС зимой до плюс 35 оС летом.

Промышленная нефтегазоносность связана с терригенными отложениями пластов тюменской (пласты Ю3 и Ю4) и васюганской свит (пласты Ю11, Ю12 и Ю13-4). Все залежи продуктивных пластов сосредоточены в центральной части лицензионного участка месторождения и в значительной степени совпадают в плане.

На государственном балансе находится пять продуктивных объектов: нефтяной (Ю11), газоконденсатные (Ю13-4, Ю3, Ю4) и нефтегазоконденсатный (Ю12).

Последний подсчет запасов был выполнен в 2006 году. В целом по месторождению числятся начальные запасы углеводородов промышленных категорий в следующем количестве: нефть 13894/5911 тыс.т., растворенный газ 6732/3004 млн.м3, свободный газ 6226 млн.м3, конденсат 1468/755 тыс.т. Кроме того, на балансе числятся запасы нефти, газа и конденсата по категории С2: 18484/7949 тыс.т. нефти, 9403/4250 млн.м3 растворенного газа, 2600 млн. м3 свободного газа и 858/426 тыс.т. конденсата.

В настоящее время эксплуатационный фонд месторождения К. насчитывает 202 добывающие, 102 нагнетательные и 7 водозаборных скважин.

### **2.1. Характеристика действующей установки подготовки газа**

В связи с содержанием в этой главе коммерческой тайны данные были изъяты из публичного доступа.

### **2.2. Описание основного технологического оборудования**

В связи с содержанием в этой главе коммерческой тайны данные были изъяты из публичного доступа.

### **2.3. Нормы технологического режима**

В связи с содержанием в этой главе коммерческой тайны данные были изъяты из публичного доступа.

### 3. ПРОБЛЕМАТИКА

В данный момент установка комплексной переработки газа и конденсата работает на оптимальном режиме для обоих модулей, но существует необходимость в переработке большего объема газа и производстве дополнительного пропан–бутана технического. В холодное время года возможна работа на максимально возможном по паспорту объеме газа для ТДКА, но в остальное время года приходится снижать объемы с целью более качественной переработки газа и достижения качественных показателей, согласно СТО Газпром 089–2010.

Существующая технологическая схема УКПГиК предполагает утилизацию газа выветривания (ГВ) с модуля УДСК на всас машин газокompрессорной станции (ГКС). Такое решение помогает полностью перерабатывать газ и избежать сжигания, однако применение такой схемы делает невозможным в текущий момент использовать теплообменник ТО1 для дополнительного охлаждения высоконапорного газа с ГКС с помощью энергии природного газа добываемого на отдельном кусту, прием которого осуществляется на узле приема и редуцирования газа (УПРГ), что является очень актуальным в теплое время года. Если ввести в работу данный аппарат и завести природный газ не на установку УКПГ, а на всас ГКС, то это приведет к сжиганию практически всей части газа и ростом нагрузки на двигатели и компрессоры ГПА. В таком случае выходом является уменьшения добываемого попутного нефтяного газа, что приведет к потерям в добыче нефти и объеме вырабатываемого пропан–бутана технического.

Для решения данной проблемы предлагается внедрение газового струйного аппарата в модуль УПГ, что позволит разгрузить примерно один ГПА и заменить перекачиваемый объем газа на сдросселированный природный газ из теплообменника ТО1, что увеличит и общий объем перерабатываемого установкой газа и дополнительно охладит, и осушит газ в



ТО1 и сепараторе С40.3. Такое решение помимо увеличения коэффициента извлечения углеводородов из газа, также позволит снизить перепады и возможность гидратообразования в Т1, Т2 и ТО3 что благоприятно влияет на расход метанола в сторону его уменьшения.

В холодное время года, когда температура окружающей среды позволяет достаточно охладить газ от ГКС на аппарате воздушного охлаждения (АВО), возможно вывести из работы ТО1 и перенаправить данный газ сразу на установку УКПГиК. Такое решение позволит увеличить общий объем переработки газа и увеличить добычу ПБТ, без потери качества подготовки.

Газовый эжектор выбран не спроста, поскольку данная конструкция позволяет реализовать поставленные задачи, а именно подмешать низконапорный газ в высоконапорный. Также возможен вариант реализации данной задумки с помощью компрессора, но такое решение в сравнении с эжектором имеет больше недостатков.

По заданным параметрам нам подойдет ГПА поршневого типа, поскольку только такой компрессор сможет компримировать газ с такой разницей в давлении. ГПА поршневого типа будет занимать довольно большой объем, к тому же необходимо продумать все вспомогательные системы для работы компрессора, сырье на котором будет работать двигатель, обслуживающий персонал и тому подобное. Эжектор же лишен таких недостатков, компактен, надежен и не имеет в сравнении с компрессором такого большого количества подвижных деталей и элементов. Более того эжектор не требует частого проведения ТО и не расходует ГСМ. Температура газа к тому же меняется не значительно и не требует дополнительных систем охлаждения, поскольку эжектор сам дополнительно охлаждает газ за счет адиабатического ускорения потока.

## 4. РАСЧЕТ СТРУЙНОГО АППАРАТА.

### 4.1. Принципиальная схема струйного аппарата

Принципиальная схема струйного аппарата показана на рисунке 1. Основными элементами аппарата являются рабочее сопло, приемная камера В, камера смешения – конфузор, диффузор. Потoki рабочей и инжестируемых сред поступают в камеру смешения, где происходит выравнивание скоростей, сопровождающееся, как правило, повышением давления. Из камеры смешения поток поступает в диффузор, где происходит дальнейший рост давления. Давление смешанного потока на выходе из диффузора выше давления инжестируемого потока, поступающего в приемную камеру.

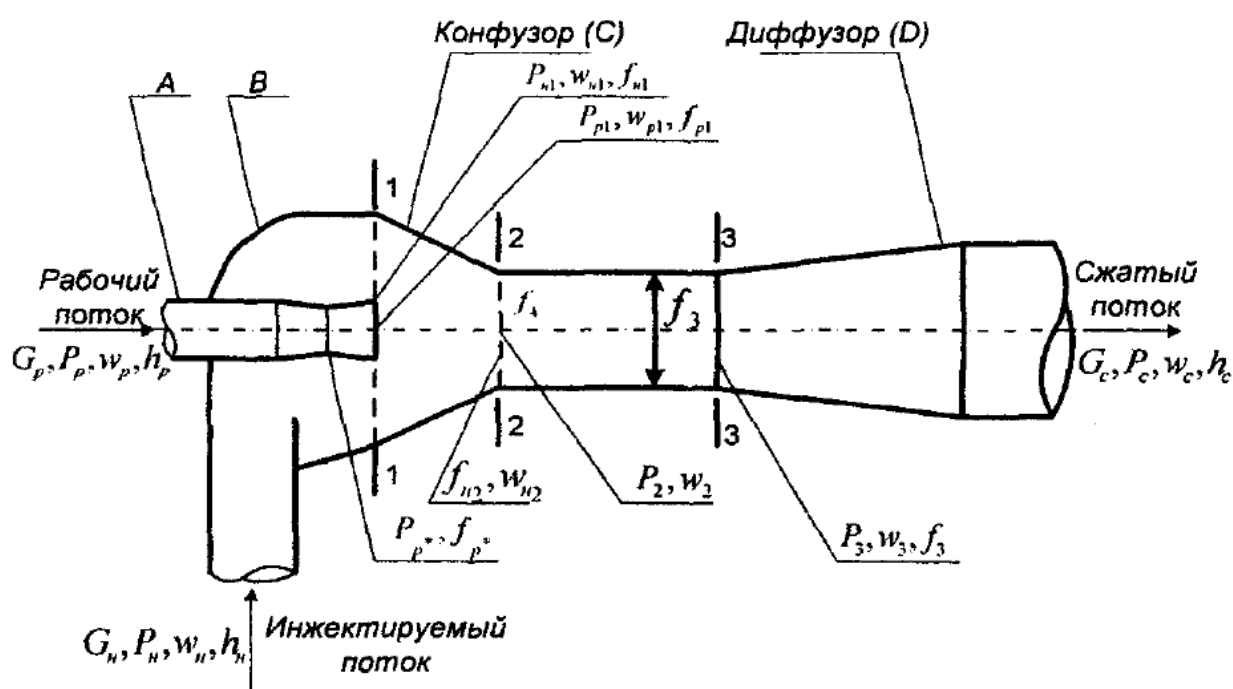


Рисунок 2 – Принципиальная схема работы струйного аппарата

Повышение давления инжестируемого потока без непосредственной затраты механической энергии является основным и принципиальным качеством струйных аппаратов. Благодаря этому качеству использование струйных аппаратов во многих отраслях техники позволяет получать более простые и надежные технические решения по сравнению с применением

механических нагнетателей, таких как компрессоры, насосы, газодувки, вентиляторы и т.д.

#### 4.2. Определение возможных мест интеграции газового эжектора

Рассмотрим возможные места для инсталляции газового эжектора в существующую схему УПГ. Варианты занесем в сравнительную таблицу и проведем анализ, для определения наиболее подходящего места.

В Приложение 2 изображены возможные варианты на мнемосхеме УПГ УКПГиК.

Таблица 2. Сравнительный анализ мест установки эжектора.

	Место установки	Параметры высоконапорного газа	Анализ
	Перед АВО40.1	Р=92÷98 МПа Т=25÷50 °С	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Высокое давление, что позволит повысить коэффициент эжекции</li> <li>+ Снижение температуры обобщенной газовой смеси</li> <li>– Повышение гидратаобразования в АВО, ТО1 и Т1, Т2/ТО3</li> <li>– Понижение давления до ТДКА приведет к потери оборотов детандера и повышению температуры сепарации</li> <li>– Работа ТДКА и аппаратов вне паспортных характеристик по расходу газа</li> <li>– Рост нагрузки на ГКС</li> </ul>
	Между АВО40.1 и С40.2	Р=90÷96 МПа Т=10÷30 °С	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Высокое давление, что позволит повысить коэффициент эжекции</li> <li>+ Снижение температуры обобщенной газовой смеси</li> <li>+ Сепарирование сконденсированной жидкости</li> <li>+ Уменьшения возможности гидратаобразования в Т1, Т2/ТО3</li> <li>– Понижение давления до ТДКА приведет к потери оборотов детандера и повышению температуры сепарации</li> </ul>

			<ul style="list-style-type: none"> <li>– Работа ТДКА и аппаратов вне паспортных характеристик по расходу газа</li> <li>– Рост нагрузки на ГКС</li> </ul>
	Между С40.2 и ТО1	<p>Р=90÷96 МПа Т=10÷30 °С</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Высокое давление, что позволит повысить коэффициент эжекции</li> <li>+ Снижение температуры обобщенной газовой смеси</li> <li>– Повышение гидратаобразования в ТО1 и Т1, Т2/ТО3</li> <li>– Понижение давления до ТДКА приведет к потере оборотов детандера и повышению температуры сепарации</li> <li>– Работа ТДКА и аппаратов вне паспортных характеристик по расходу газа</li> <li>– Рост нагрузки на ГКС</li> </ul>
	Между ТО1 и С40.3	<p>Р=90÷96 МПа Т=5÷25 °С</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Высокое давление, что позволит повысить коэффициент эжекции</li> <li>+ Снижение температуры обобщенной газовой смеси</li> <li>– Повышение гидратаобразования в Т1, Т2/ТО3</li> <li>– Понижение давления до ТДКА приведет к потере оборотов детандера и повышению температуры сепарации</li> <li>– Работа ТДКА и аппаратов вне паспортных характеристик по расходу газа</li> <li>– Рост нагрузки на ГКС</li> </ul>
	Между С40.2/С40.3 и Т1	<p>Р=90÷96 МПа Т=5÷25 °С</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Высокое давление, что позволит повысить коэффициент эжекции</li> <li>+ Снижение температуры обобщенной газовой смеси</li> <li>– Рост возможности гидратаобразования в Т1, Т2/ТО3</li> <li>– Понижение давления до ТДКА приведет к потере оборотов детандера и повышению температуры сепарации</li> <li>– Работа ТДКА и аппаратов вне паспортных характеристик по расходу газа</li> <li>– Рост нагрузки на ГКС</li> </ul>
	Между Т1 и Т2/ТО3	<p>Р=90÷92 МПа Т=5÷15 °С</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Высокое давление, что позволит повысить коэффициент эжекции</li> <li>+ Снижение температуры обобщенной газовой смеси</li> <li>– Рост возможности гидратаобразования в Т1, Т2/ТО3</li> </ul>

			<ul style="list-style-type: none"> <li>– Понижение давления до ТДКА приведет к потери оборотов детандера и повышению температуры сепарации</li> <li>– Работа ТДКА и аппаратов вне паспортных характеристик по расходу газа</li> <li>– Рост нагрузки на ГКС</li> </ul>
	Между Т2/ТО3 и С1/ПУ	<p>P=90÷92 МПа T= –10 ÷ +5 °С</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Высокое давление, что позволит повысить коэффициент эжекции</li> <li>+ Сепарирование сконденсированной жидкости</li> <li>– Рост температуры обобщенной газовой смеси</li> <li>– Понижение давления до ТДКА приведет к потери оборотов детандера и повышению температуры сепарации</li> <li>– Работа ТДКА и аппаратов вне паспортных характеристик по расходу газа</li> <li>– Рост нагрузки на ГКС</li> </ul>
	Между С1/ПУ и ТДА	<p>P=88÷91 МПа T= –10 ÷ +5 °С</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Высокое давление, что позволит повысить коэффициент эжекции</li> <li>– Рост температуры обобщенной газовой смеси</li> <li>– Рост возможности гидратообразования в полости импеллера детандера</li> <li>– Понижение давления до ТДКА приведет к потери оборотов детандера и повышению температуры сепарации</li> <li>– Работа ТДКА и аппаратов вне паспортных характеристик по расходу газа</li> <li>– Рост нагрузки на ГКС</li> </ul>
	Между ТДА и С2	<p>P=60÷65 МПа T= –25 ÷ –15 °С</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Сепарирование сконденсированной жидкости</li> <li>– Ниже коэффициент эжекции</li> <li>– Рост температуры обобщенной газовой смеси</li> </ul>
0	Между С2 и Т2	<p>P=60÷65 МПа T= – 25 ÷ –15 °С</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Рост температуры обобщенной газовой смеси</li> <li>– Ухудшение параметров осушки газа</li> <li>– Хуже охлаждение газа в тр. пространстве Т2</li> <li>– Ниже коэффициент эжекции</li> </ul>
1	Между Т2 и ТДКА	<p>P=60÷65 МПа T= – 5 ÷ +1 °С</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Рост температуры обобщенной газовой смеси</li> <li>– Ухудшение параметров осушки газа</li> <li>– Ниже коэффициент эжекции</li> </ul>

			– Вероятность гидратообразования в полости ТДКА и трубопроводе
2	Между ТДКА и ПИРГ	P=75÷80 МПа T=15÷18 °С	+ Высокое давление, что позволит повысить коэффициент эжекции + Снижение температуры обобщенной газовой смеси – Ухудшение параметров осушки газа – Рост возможности гидратообразования в МТ
3	После ПИРГ	P=75÷80 МПа T=15÷18 °С	+ Снижение температуры обобщенной газовой смеси – Отсутствует возможность коммерческого учета газа (расход и замер точки росы) – Ухудшение параметров осушки газа – Рост возможности гидратообразования в МТ

На основании приведенной таблицы самым выгодным местом для монтажа является установка эжектора после ТДА перед С2. За счет такого варианта возможна работа ТДКА и теплообменников в паспортных значениях, нагрузка на двигателя газокompрессорной станции останется неизменной. Также такая схема позволит избежать дополнительного расхода метанола для борьбы с гидратообразованием в теплообменниках и турбодетандере и сохранит текущий перепад давления неизменным. Сохранение давления перед детандером позволит развивать необходимое количество оборотов вала и достигать необходимой степени охлаждения газа для достижения точки росы по СТО Газпром 089–2010. При этом, при увеличении общего объема перекачиваемого и подготавливаемого газа вырастет объем НК и нагрузка на УДСК в целом, что также является экономически выгодным. Контроль температуры при низкотемпературной сепарации отслеживается температурой в С2, регулировать которую возможно с помощью ТДКА, несмотря на изменения, связанные с внедрением эжекторной установки.

#### 4.3. Определение параметров газа для расчетов

Для достоверного вычисления газового эжектора необходимо знать параметры перекачиваемого газа в месте технологической врезки эжекторной

установки. Для этого произведем отбор проб после детандерной части ТДКА и перед низкотемпературным сепаратором С2. Также произведем отбор газовой пробы с общей линии трубопровода газа выветривания. Имеющиеся пробы отправим в сертифицированную и аккредитованную лабораторию месторождения К. С помощью хроматографа и ряда исследований получим результат по компонентному составу перекачиваемого газа.

Таблица 3. Расчетный компонентный состав высоконапорного газа.

<b>Компоненты, % мол.</b>	<b>ПНГ от ГКС</b>
Азот	0,0144
Диоксид углерода	0,0163
Метан	0,7628
Этан	0,0827
Пропан	0,0748
изо-Бутан	0,0192
н-Бутан	0,0198
изо-Пентан	0,0040
н-Пентан	0,0026
метанол	0,0005
Вода	0,0003
Сумма С3+	0,1226
Сумма С5+	0,0087
<b>Сумма</b>	<b>1</b>
Мол. масса	22,10

Таблица 4. Расчетный компонентный состав газа выветривания.

<b>Компоненты, % мол.</b>	<b>ГВ</b>
Азот	0,2062
Диоксид углерода	1,8472
Метан	61,5647

Этан	16,9272
Пропан	14,3027
изо-Бутан	2,0502
н-Бутан	2,1344
изо-Пентан	0,541
н-Пентан	0,3263
нео-Пентан	0,0142
Гексан	0,0677
Гептан	0,0106
Октан	0,0021
Сумма	100%
Мол. масса	25,1963

Для проведения расчета эжектора необходимо задаться термобарическими параметрами газов и их расходом. Из всего диапазона значений давления и температуры по регламенту УКПГиК, примем параметры текущего технологического режима установки. Работа установки происходит при заданных параметрах на протяжении всего календарного года.

По известным данным также необходимо рассчитать показатель адиабаты для каждого газа, для этого найдем теплоемкости при постоянном давлении  $C_p$  и объеме  $C_v$ .

Учитывая компонентный состав ПНГ и ГВ получаем следующие значения:

Таблица 5. Термодинамические параметры газов.

Параметр	Формула	Параметры ПНГ	Параметры ГВ
Теплоемкость изобарическая ( $C_p$ )	$C_p = g^i \times C_p^i$	1,918954	1,49469
Теплоемкость изохорическая ( $C_v$ )	$C_v = g^i \times C_v^i$	1,491472	1,162516
Показатель адиабаты ( $k$ )	$k = \frac{C_p}{C_v}$	1,286618	1,285737



Зная значения показателя адиабаты, найдем температуры и давлений торможения для двух газов. Для начала необходимо рассчитать скорость потоков газа в трубопроводах. По проекту трубопровод от детандерной части ТДКА до С2 имеет номинальный диаметр 200 мм и трубопровод ГВ Dn=200 мм.

Согласно формуле указанной в п.7.1.6 [1] имеем:

$$V = 0.1273 \times \frac{Q \times z \times (273+t)}{P \times d^2} \quad (1)$$

где Q – расход газа, м<sup>3</sup>/ч, при температуре 20°С и атмосферном давлении 0,10132 МПа (760 мм рт.ст.); t – температура газа, °С; z - коэффициент сжимаемости, рассчитанный в соответствии с ГОСТ 30319.2 и ГОСТ 30319.3; P – абсолютное давление газа, МПа, принимаемое равным P<sub>раб</sub>+0,1012 МПа; d - внутренний диаметр газопровода, мм.

Подставив наши значения и, рассчитав получаем следующие скорости.

$$C_{ГВ}=30,16 \text{ м/с}$$

$$C_{ПНГ}=15,63 \text{ м/с}$$

Скорость и давление определим по формуле представленной в [2]

$$T_{0*} = T_* + c^2/2c_p \quad (2)$$

$$P_{0*} = T_* \times \left(\frac{T_{0*}}{T_*}\right)^{\frac{k*}{k*-1}} \quad (3)$$

Учитывая все известные данные составим итоговую таблицу, где отобразим все определенные и заданные параметры:

Таблица 6. Параметры высоко и низконапорного газа

Параметр	ПНГ	ГВ
----------	-----	----

Температура, °К	253	280
Давление, кгс/см <sup>2</sup>	62,0	6,5
Объемный расход, м <sup>3</sup> /ч	120000	25000
Мгновенный расход, м <sup>3</sup> /с	33,3333	6,944
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	0,9859	1,0565
Массовый расход кг/с	32,863	7,3368
Молярная масса, г/моль	22,1	25,1963
Газовая постоянная, Дж/(кг×К)	376,199	329,969
Показатель адиабаты	1,286618	1,285737
Теплоемкость изобарическая	1,918954	1,49469
Теплоемкость изохорическая	1,491472	1,162516
Скорость потока, м/с	15,63	13,4
Диаметр трубопровода номинальный, мм	200	300
Температура торможения, °К	311,65	340,05
Давление торможения, кгс/см <sup>2</sup>	166,9	15,09

Показатели адиабаты для ПНГ и ГВ округлим до 1,3 для дальнейшего удобства проведения расчетов. Также необходимо определить параметры газа смешения. Показатель адиабаты и газовую постоянную для газа смешения возьмём как средневзвешенное значение учитывая параметры ПНГ и ГВ.

Таким образом получаем

$$K_c = 1.3$$

$$R_c = 368 \text{ Дж/(кг×К)}$$

$$P = 1 \text{ кг/м}^3$$

$$P_c = 50 \text{ кгс/см}^2 = 4\,903\,325 \text{ Па}$$

$$G_c = G_p + G_{и} = 35,6 + 7,3 = 42,9 \text{ кг/с} \quad (4)$$

$$D_n = 200 \text{ мм. (вход в С2)}$$

По [1] получим скорость потока равную:

$$C_{cm} = 23,3 \text{ м/с}$$

$$T_{cm} = -20 \text{ °С} = 253 \text{ °К}$$

Учитывая эти данные и вышеизложенные формулы для расчета параметров заторможенного потока газа, имеем:

$$T_{c0} = 400,7 \text{ }^\circ\text{K}$$

$$P_{c0} = 366,6 \text{ кгс/см}^2$$

#### 4.4. Расчёт аппарата

Расчет будет производиться по методикам изложенным в [5] [6], которые в свою очередь базируются на одном из самых распространённых способов расчета струйного аппарата по [4].

К газоструйным эжекторам, согласно принятой классификации [5], относятся струйные аппараты со степенью сжатия инжектируемой среды  $P_c/P_u \geq 2,5$ . При такой степени сжатия оптимальной является коническая форма камеры смешения.

Выходное сечение рабочего сопла условно совмещено с входным сечением камеры смешения. Считается, что на участке между плоскостью выходного сечения сопла и входным сечением конфузора рабочий и инжектируемый потоки текут изолированно и не смешиваются или что выходное сечение сопла совпадает с входным сечением конфузора.

В дальнейшем приняты следующие основные обозначения.

G – массовый расход;

K – коэффициент скорости;

a – местная скорость звука;

f – площадь поперечного сечения;

q – приведенная массовая скорость;

и – коэффициент инжекции;

v – удельный объем;

П – относительное давление;

$\beta$  – относительный удельный объём или отношение площадей в конической камере смешения;

$\varphi$  – коэффициент скорости;

$\lambda$  – приведенная адиабатная скорость;

Потоки:

$p$  – рабочий поток перед соплом струйного аппарата;

$i$  – инжектируемый поток перед приемной камерой струйного аппарата;

$c$  – сжатый поток после диффузора струйного аппарата;

$0$  – адиабатически заторможенный поток.

Зададимся недостающими данными для расчета:

Значения  $\beta$ , принимаемые обычно на основании многочисленных испытаний, проведенных заводами, изготавливающими пароструйные эжекторы, находятся в диапазоне  $2 \div 3$ .

Значение  $\alpha \approx 0,5$ , для эжектора с оптимальной формой проточной части

На основании результатов испытаний газоструйных эжекторов можно принимать значение  $\mu = 1,35 \div 1,5$ .

Примем скоростные коэффициенты рабочего сопла, диффузора, входного и выходного участков камеры смешения соответственно равными:  $\varphi_1 = 0,95$ ;  $\varphi_2 = 0,975$ ;  $\varphi_3 = 0,9$ ;  $\varphi_4 = 0,925$ .

Критическая скорость газа, представляющая собой скорость потока, равную местной скорости звука, определяется как:

$$a_* = \sqrt{2 \frac{k}{k+1}} \sqrt{RT_0}$$

Подставив значения для каждого газа, получим следующее:

$$a_p = 364,055 \text{ м/с}$$

$$a_i = 352,369 \text{ м/с}$$

$$a_c = 408,26 \text{ м/с}$$

Обозначим:

$$\text{sqrt}\theta = \frac{a_{и}}{a_p} = \frac{352,369}{364,055} = 0,968 \quad (6)$$

$$\frac{1}{\text{sqrt}\theta} = 1,033 \quad (7)$$

$$P_{и} = \frac{P_{и}}{P_{и0}} = 0,431 \quad (8)$$

$$P_p = \frac{P_p}{P_{p0}} = 0,372 \quad (9)$$

$$P_c = \frac{P_c}{P_{c0}} = 0,136 \quad (10)$$

$$P_{p2} = P_{ри} = \frac{P_{и}}{P_p} = \frac{6,5}{62} = 0,105 \quad (11)$$

Так же определим критическое относительное давление по известной показателю адиабаты. Так как для проведение расчетов показателя адиабаты ПНГ, ГВ и их смеси приняты одинаковыми и равны 1,3, от:

$$P_{кр} = \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k}{k-1}} = 0,546 \quad (12)$$

С помощью таблиц [6] для  $k=1,3$  с помощью метода линейной итерации по определенному  $P_{кр}$  найдем ГДФ (газодинамические функции). Из более сложных газодинамических функций при расчете струйных аппаратов широко используются функции  $q(\lambda)_{ри}$  представляющие приведенную массовую скорость, т.е. отношение массовой скорости изоэнтропно текущего потока в данном сечении к массовой скорости этого потока в критическом сечении. адиабатическую скорость  $\lambda_{ри}$ .

$$\lambda_{ри} = 1,763$$

$$q_{ри} = 0,4962$$

Расчет ведем методом подекадных приближений.

Первоначально принимаем  $\lambda_{с3} = 1$ , согласно  $\lambda_{с3}$  по газодинамическим таблицам определяем приведенную массовую скорость  $q_{с3} = 1$  и относительное давление  $P_{и2} = 0,5457$ .

Предельный коэффициент инжекции определяется по формуле, приведенной ниже:

$$u_{\text{пр}} = \frac{\mu \frac{a_{c^*}}{a_{н^*}} \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{с}}} \frac{\Pi_{\text{н}^*}}{\Pi_{\text{с}^*}} \frac{P_{\text{н}}}{P_{\text{с}}} \frac{1}{q_{\text{с}3}} - \frac{a_{\text{п}^*}}{a_{\text{н}^*}} \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{р}}} \frac{\Pi_{\text{н}^*}}{\Pi_{\text{р}^*}} \frac{P_{\text{н}}}{P_{\text{р}}} \frac{1}{q_{\text{рн}}}}{1 - \mu \frac{a_{c^*}}{a_{н^*}} \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{с}}} \frac{\Pi_{\text{н}^*}}{\Pi_{\text{с}^*}} \frac{P_{\text{н}}}{P_{\text{с}}} \frac{1}{q_{\text{с}3}}} \quad (13)$$

Зная коэффициент инжекции, найдем приведенную массовую скорость  $q_{\text{н}2}$  следующим образом:

$$q_{\text{н}2} = \frac{u}{\beta(1+u) \frac{a_{c^*}}{a_{н^*}} \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{с}}} \frac{\Pi_{\text{н}^*}}{\Pi_{\text{с}^*}} \frac{P_{\text{н}}}{P_{\text{с}}} \frac{1}{q_{\text{с}3}} - \frac{a_{\text{п}^*}}{a_{\text{н}^*}} \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{р}}} \frac{\Pi_{\text{н}^*}}{\Pi_{\text{р}^*}} \frac{P_{\text{н}}}{P_{\text{р}}} \frac{1}{q_{\text{рн}}}} \quad (14)$$

$$u_2 = 0,66$$

По газодинамическим таблицам и известной массовой скорости с помощью метода линейной итерации определим  $\Pi_{\text{н}2}$  и  $\lambda_{\text{н}2}$  по известной  $k$ .

$$\lambda_{\text{н}2} = 0,454$$

$$\Pi_{\text{н}2} = 0,8883$$

Определим относительное давление:

$$\Pi_{\text{с}2} = \frac{P_{\text{н}}}{P_{\text{с}}} \times \Pi_{\text{н}2} = 0,107 \quad (15)$$

Следующим этапом необходимо определить коэффициенты скорости.

$$K_1 = \varphi_1 \times \varphi_2 \times \varphi_3 = 0,95 \times 0,975 \times 0,9 = 0,834 \quad (16)$$

$$K_2 = \varphi_2 \times \varphi_3 \times \varphi_4 = 0,975 \times 0,9 \times 0,925 = 0,812 \quad (17)$$

$$K_3 = 1 + \varphi_3 \frac{a_{\text{п}^*}}{a_{\text{с}^*}} \frac{P_{\text{с}}}{P_{\text{р}}} \frac{\Pi_{\text{с}3} - \frac{P_{\text{н}}}{P_{\text{с}}} \left( \beta - 0,5(\beta - 1) \Pi_{\text{н}2} \left( 1 + \left( \frac{P_{\text{с}}}{P_{\text{н}}} \right)^{1-\alpha} \left( \frac{\Pi_{\text{с}3}}{\Pi_{\text{н}2}} \right)^{1-\alpha} \right) \right)}{k_{\text{р}} \beta \Pi_{\text{р}^*} q_{\text{рн}} \lambda_{\text{с}3}} \quad (18)$$

$$K_4 = 1 + \varphi_3 \frac{a_{п*} P_c}{a_{с*} P_n} \frac{\Pi_{с3} - \Pi_{с2} \left( \beta - 0,5(\beta - 1) \left( 1 + \left( \frac{P_c}{P_n} \right)^{1-\alpha} \left( \frac{\Pi_{с3}}{\Pi_{п2}} \right)^{1-\alpha} \right) \right)}{k_n \beta \Pi_{п*} q_{п2} \lambda_{с3}} \quad (19)$$

Теперь необходимо определить достижимый коэффициент инжекции и сравнить его с предельным, рассчитанным до. Степень точности примем равную 0,5%

$$u = \frac{K_1 \frac{a_{п*}}{a_{с*}} \lambda_{пн} - K_3 \lambda_{с3}}{K_4 \lambda_{с3} - K_2 \frac{a_{п*}}{a_{с*}} \lambda_{п2}} \quad (20)$$

Определим отличие коэффициентов инжекции:

$$\delta_{и} = \frac{|и-и_{пр}|}{0,5 \times (и+и_{пр})} \times 100\% = \frac{|0,056-0,121|}{0,5 \times (0,056+0,121)} \times 100\% = 73,4\% \quad (21)$$

Расчет повторяем по этому же алгоритму, снижая  $\lambda_{с3}$  с шагом 0,1 пока не выполнится неравенство  $и < и_{пр}$ . После чего проходим, последний интервал с шагом в десять раз меньшим, пока не добьемся заданной точности расчёта.

Данные расчёта занесены в таблицу.

Таблица 7. Результаты расчета газового эжектора.

$\lambda_{с3}$	$q_{с3}$	$\Pi_{с3}$	$и_{пр}$	$q_{п2}$	$\lambda_{п2}$	$\Pi_{п2}$	$\Pi_{с2}$	$K_3$	$K_4$	$и$	$\delta\%$
1	1	0,5457	0,121	0,66	0,454	0,8883	0,107	1,511	1,649	0,056	73,45
0,9	0,9884	0,6194	0,121	0,662	0,455	0,8875	0,107	1,664	1,84	0,063	63,04
0,8	0,9533	0,6854	0,123	0,666	0,459	0,8858	0,106	1,843	2,06	0,076	47,24
0,7	0,895	0,7511	0,125	0,673	0,465	0,883	0,106	2,073	2,336	0,088	34,74
0,6	0,8145	0,8119	0,129	0,682	0,472	0,8796	0,106	2,369	2,684	0,104	21,46
0,5	0,7133	0,8662	0,135	0,693	0,482	0,8752	0,105	2,767	3,144	0,124	8,49
0,49	0,7021	0,8712	0,136	0,694	0,483	0,8747	0,105	2,815	3,198	0,126	7,63
0,48	0,6909	0,8761	0,136	0,695	0,484	0,8743	0,105	2,864	3,255	0,128	6,06
<b>0,47</b>	<b>0,6793</b>	<b>0,8806</b>	<b>0,137</b>	<b>0,696</b>	<b>0,485</b>	<b>0,8738</b>	<b>0,105</b>	<b>2,915</b>	<b>3,313</b>	<b>0,131</b>	<b>4,48</b>
<b>0,46</b>	<b>0,6677</b>	<b>0,8851</b>	<b>0,138</b>	<b>0,698</b>	<b>0,486</b>	<b>0,873</b>	<b>0,105</b>	<b>2,967</b>	<b>3,373</b>	<b>0,134</b>	<b>2,94</b>
<b>0,45</b>	<b>0,6558</b>	<b>0,8901</b>	<b>0,139</b>	<b>0,699</b>	<b>0,487</b>	<b>0,8725</b>	<b>0,105</b>	<b>3,024</b>	<b>3,437</b>	<b>0,136</b>	<b>2,18</b>
<b>0,44</b>	<b>0,6438</b>	<b>0,8951</b>	<b>0,14</b>	<b>0,7</b>	<b>0,488</b>	<b>0,8721</b>	<b>0,105</b>	<b>3,083</b>	<b>3,504</b>	<b>0,138</b>	<b>1,44</b>
<b>0,43</b>	<b>0,6316</b>	<b>0,8996</b>	<b>0,141</b>	<b>0,701</b>	<b>0,489</b>	<b>0,8716</b>	<b>0,105</b>	<b>3,143</b>	<b>3,573</b>	<b>0,141</b>	<b>0,00</b>
<b>0,42</b>	<b>0,6193</b>	<b>0,904</b>	<b>0,142</b>	<b>0,702</b>	<b>0,49</b>	<b>0,8712</b>	<b>0,105</b>	<b>3,206</b>	<b>3,645</b>	<b>0,143</b>	<b>0,70</b>

<b>0,41</b>	<b>0,6067</b>	<b>0,9084</b>	<b>0,144</b>	<b>0,704</b>	<b>0,492</b>	<b>0,8703</b>	<b>0,104</b>	<b>3,272</b>	<b>3,72</b>	<b>0,146</b>	<b>1,38</b>
0,4	0,5941	0,9127	0,148	0,705	0,493	0,8752	0,105	3,343	3,796	0,157	5,90
0,3	0,4596	0,9501	0,162	0,717	0,503	0,8645	0,104	4,263	4,839	0,184	12,72
0,2	0,3179	0,9776	0,199	0,729	0,514	0,8588	0,103	6,048	6,854	0,229	14,02
0,1	0,1581	0,9944	0,338	0,741	0,526	0,8529	0,102	11,279	12,746	0,29	15,29

Таким образом, расчетное значение коэффициента эжекции  $i_{расч} = 0,141$

К характерным сечениям парового эжектора относятся: критическое сечение рабочего сопла, входное и выходное сечение камеры смешения.

Расход рабочего газа:

$$G_p = \frac{G_c}{1+i_{расч}} = \frac{42,9}{1+0,141} = 37,6 \text{ кг/с} \quad (22)$$

Площадь критического сечения рабочего газа равна:

$$f_{p*} = \frac{G_p \times a_p}{k_p \times \Pi_p \times P_{p0}} = 1,732 \times 10^{-3} \text{ м}^2 \quad (23)$$

Диаметр критического сечения:

$$d_{p*} = \sqrt{\frac{4 \times f_{p*}}{\pi}} = 0,047 \text{ м} \quad (24)$$

Площадь, которую занимает рабочий поток во входном сечении камеры смешения:

$$f_{p2} = \frac{G_p \times a_p}{k_p \times \Pi_p \times P_p \times q_{пр}} = 9,392 \times 10^{-3} \text{ м}^2 \quad (25)$$

Диаметр, занимаемый рабочим газом на входе в камеру смешения:

$$d_4 = \sqrt{\frac{4 \times f_{p2}}{\pi}} = 0,109 \text{ м}$$

Выходной диаметр рабочего сопла:

$$d_1 = \frac{d_4}{3,4 \times \sqrt{0,083 + 0,76 \times i_{расч}}} = 0,074 \text{ м} \quad (26)$$

Длина свободной струи определяется по следующей приближенной формулой:

$$l_1 = \frac{(\sqrt{0,083 + 0,76 \times i_{расч}} - 0,29) \times d_1}{2 \times a} = 0,077 \text{ м} \quad (27)$$

Где, а – опытная константа, принимаемая ( $a = 0,07 - 0,09$ ) [5]



Площадь, которую занимает рабочий поток во входном сечении камеры смешения:

$$f_{и2} = \frac{G_{и} \times a_{и}}{k_{и} \times \Pi_{и} \times P_{и} \times q_{и2}} = 0,01 \text{ м}^2 \quad (28)$$

Площадь входного сечения камеры смешения:

$$f_2 = f_{p2} + f_{и2} = 0,02 \text{ м}^2 \quad (29)$$

Диаметр входного сечения камеры смешения:

$$d_2 = \sqrt{\frac{4 \times f_2}{\pi}} = 0,158 \text{ м}$$

Площадь выходного сечения камеры смешения определяется по:

$$f_3 = \frac{f_2}{\beta} = 9,835 \times 10^{-3} \text{ м}^2 \quad (30)$$

Диаметр выходного сечения камеры смешения:

$$d_3 = \sqrt{\frac{4 \times f_3}{\pi}} = 0,112 \text{ м}$$

Длина камеры смешения:

$$l_k = (6 \div 10) \times d_2 = 1,58 \text{ м} \quad (31)$$

Площадь выходного сечения диффузора определяется:

$$f_c = \frac{G_1 \times (1 + \text{и}_{\text{расч}})}{a_c \times \rho_0} = 0,031 \text{ м}^2 \quad (32)$$

Где:  $G_1 = \frac{G_{и}}{\text{и}_{\text{расч}}} = 51,773 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$ ;  $\rho_0 = \frac{\rho_c}{\left(\frac{T_c}{T_{\text{co}}}\right)^{k_c - 1}} = 4,629 \text{ кг/м}^3$ .

Диаметр выходного сечения диффузора:

$$d_4 = \sqrt{\frac{4 \times f_c}{\pi}} = 0,199 \text{ м}$$

Длина диффузора равна:

$$l_d = (6 \div 7) \times (d_4 - d_3) = 0,609 \text{ м} \quad (33)$$

На рисунке 3 схематично изображен струйный аппарат по рассчитанным параметрам.

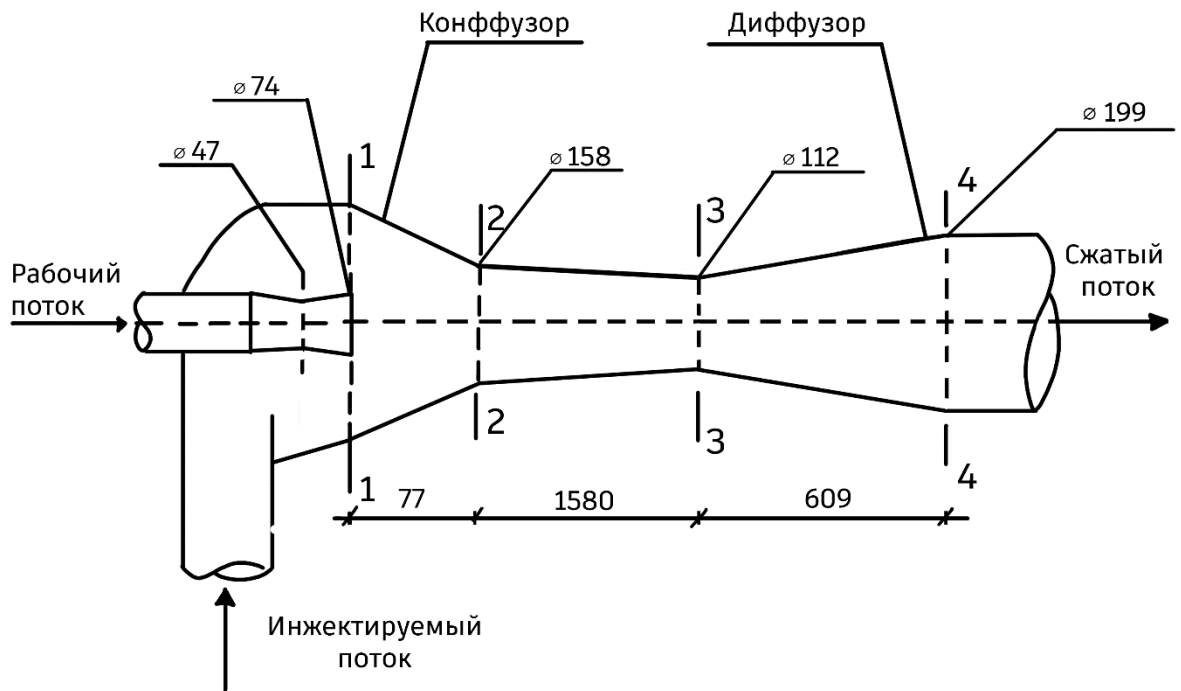


Рисунок 3 – Рассчитанный газовый эжектор.

## **5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ**

### **5.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

#### **Потенциальные потребители результатов исследования**

Предлагаемое мероприятие по модернизации установки подготовки газа за счет струйного аппарата имеет достаточно высокий коммерческий потенциал и являются ресурсосберегающими. Основными функциями являются: компримирование низконапорного газа выветривания и смешение его с высоконапорным газом, перерабатываемым на установке подготовки газа, что приведет к увеличению объема перерабатываемого и извлекаемого из газа сырья, не прибегая к замене ТДКА и ряда других аппаратов, что в целом хорошо сказывается на производительность и надежность всего оборудования.

Основными потребителями разрабатываемого продукта является весь нефтегазовый сектор, так как из-за современных экологических норм, недропользователи обязаны перерабатывать или полезно использовать природный газ и попутный нефтяной газ, поэтому зачастую установки подготовки газа являются неотъемлемой частью технологического процесса при добыче, переработке и транспортировки нефти, газа и продуктов их переработки. Также возможно использование данного продукта для интенсификации процессов добычи или переработки факельного газа. По результатам проведенного сегментирования рынка были определены основные потребители и сегменты, влияющие на спрос продукта (таблица 1).

Таблица 8. Сегментирование рынка

		Размер компании		
		Малая	Средняя	Крупная

Применение газового эжектора	<b>Предлагаемые методы</b>	+	+	+
	<b>Альтернативные методы</b>	+	+	+

Как видно из анализа рынка разрабатываемая модернизация полностью охватывают рынок, как и применяемые другие методы, однако имеют ряд ключевых особенностей, анализ которых будет произведен далее.

### **Анализ конкурентных технических решений**

Практические преимущества разработки заключаются в возможности смешения низконапорного газа и высоконапорного газа без потери качества переработки.

В данном разделе проведен анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения, с целью оценки сравнительной эффективности научной разработки, и определения направлений для дальнейшего развития. В оценочной карте (Таблица 9), сведены данные о двух конкурентных решениях: использование ГПА и утилизация ГВ на всас ГКС (действующая схема).

Таблица 9. Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерий оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1.Наличие подвижный элементов	0,075	4	2	5	0,3	0,15	0,375

2.Металлоемкость	0,075	5	3	4	0,375	0,225	0,3
3.Простота эксплуатации	0,075	4	3	5	0,3	0,225	0,375
4.Диапазон рабочих температур	0,05	4	3	5	0,2	0,15	0,25
5.Надежность	0,05	5	3	5	0,25	0,15	0,25
6.Безопасность	0,05	5	4	5	0,25	0,2	0,25
7.Простота конструкции	0,05	4	3	5	0,2	0,15	0,25
8.Простота монтажа	0,075	5	3	4	0,375	0,225	0,3
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1.Конкурентоспособность	0,07	5	4	5	0,35	0,28	0,35
2.Цена	0,1	4	2	4	0,4	0,2	0,4
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	5	3	4	0,5	0,3	0,4
4. Уровень проникновения на рынок	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
5. Послепродажное обслуживание	0,03	5	3	4	0,15	0,09	0,12
6. Финансирование научной разработки	0,04	4	4	4	0,16	0,16	0,16
7. Срок выхода на рынок	0,05	4	3	4	0,2	0,15	0,2
8. Наличие сертификации разработки	0,03	5	5	5	0,15	0,15	0,15
<b>Итого</b>	<b>1</b>	–	–	–	<b>4,36</b>	<b>3,005</b>	<b>4,33</b>

Где: Бф – баллы предлагаемой разработки; Бк1 – баллы применения ГПА; Бк2 – баллы действующей схемы.

Анализ конкурентных технических решений производился по формуле:

$$K = \sum V_i \times B_i = 4,36 \quad (34)$$

Где: К – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;  $V_i$  – вес показателя (в долях единицы);  $B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Коэффициент конкурентоспособности определялся по формуле:

$$КС = \frac{K_{kmax}}{K} = \frac{4,36}{3,005} = 1,451 \quad (35)$$

Где КС – коэффициент конкурентоспособности разработки;  $K_{kmax}$  – максимальная конкурентоспособность конкурента.

Основываясь на знаниях о конкурентных решениях, можно заключить, что уязвимость позиции конкурентов обусловлена в основном в наличии большого количества подвижных частей, большой металлоемкостью. Предлагаемое решение лишено данные недостатков и при этом позитивно влияет на производительность УКПГиК по газу, СПБТ и СК.

## SWOT-анализ

Комплексный анализ научно-исследовательского проекта SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) представлен в таблице 10.

Таблица 10. SWOT-анализ проекта

	<b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b>	<b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b>
	С1. Экономичность и энергоэффективность.	Сл1. Высокая зависимость от стабильности параметров технологического режима
	С2. Низкие капитальные затраты	Сл2. Сложность в расчетах
	С3. Высокая надежность	Сл3. Проблемы с поставками оборудования
	С4. Простота обслуживания	

	С5. Снижение затрат и сил на проведение ТОиР и монтажных работ	
<b>Возможности:</b>	<b>Стратегия «Сильные стороны и Возможности»:</b>	<b>Стратегия «Слабые стороны и Возможности»:</b>
В1. Повсеместное внедрение на малые, средние и крупные предприятия	Внедрение предлагаемой схемы утилизации ГВ позволит увеличить производительность установки, понизить нагрузку на компрессора и снизить количество сжигаемого газа	Повсеместное внедрение сделает комплектующие более доступными по цене, а разработка и расчет аппарата будет более точным и дешевым
В2. Партнерство с производителями оборудования и проектными бюро		
<b>Угрозы:</b>	<b>Стратегия «Сильные стороны и Угрозы»:</b>	<b>Стратегия «Слабые стороны и Угрозы»:</b>
У1. Отсутствие спроса из – за низкого КПД	Несмотря на небольшой спрос актуальность темы, по которой разработаны мероприятия все равно сохраняется и необходимо постоянно отслеживать рынок и усовершенствовать мероприятия	С применением современных запатентованных моделей возможно увеличение КПД и повышение надежности системы
У2. Отказ от внедрения в связи с изначальным применением альтернативным вариантов		

С помощью этих данных представляется возможным выявить проблемы, стоящие перед разработкой проекта, а также определить направление использования существующего потенциала для их разрешения. С учетом слабых и сильных сторон проекта, можно сказать, что современные высокие технологии позволяют выполнять разработку и модернизацию подобных технологий с учетом всех нюансов, однако для этого нужен квалифицированный персонал. Также нынешняя политика государства не говорит о возможном ужесточении законов в отношении нефтегазовых компаний.

## 5.2. Расчет экономической эффективности проекта

В разделе приведен расчет экономической эффективности предлагаемого технологического решения. В действующую схему промышленной подготовки газа планируется ввод струйного аппарата. Экономическая эффективность технологии будет достигаться увеличением

перерабатываемого газа и рост объема выхода ценного продукта – СПБТ (смеси пропана и бутана технических).

Действующая УКПГ предназначена для получения трёх типов продукции: осушенный газ, стабильный конденсат и СПБТ. Выход продукции, действующей УКПГ и УКПГ с внедренной предлагаемой технологией приведен в таблице 11 и 12, соответственно.

Таблица 11. Производительность действующей УКПГ

Выход продукции УКПГ		
Товарный газ, млн. м <sup>3</sup> /год	Стабильный конденсат, тыс. т/год	СПБТ, тыс. т/год
925	84	145

Таблица 12. Производительность модернизированной УКПГ

Выход продукции УКПГ		
Товарный газ, млн. м <sup>3</sup> /год	Стабильный конденсат, тыс. т/год	СПБТ, тыс.т/год
1 095	87,4	153,3

### Выручка от реализации продукции УКПГ

Цена товарного газа взята из прогноза социально-экономического развития России на 2023-2025 гг. (Приложение А – Исходные условия для формирования вариантов развития экономики) [17]. Цена СПБТ и стабильного конденсата берется как средняя по рынку.

Таблица 13. Цена продукции УКПГ.

	2023	2024	2025
Цена на газ (среднеконтрактная), долл./тыс. м <sup>3</sup>	592,2	477,1	400,1
Цена на стабильный конденсат, руб./т	23 000	23 000	23 000
Цена на СПБТ, руб./т	21 500	21 500	21 500



Курс доллара (среднегодовой), рублей за доллар США	68,3	70,9	72,2
Цена на газ (среднеконтрактная), руб./тыс. м <sup>3</sup>	40 447,3	33 826,4	28 887,2

Выручка от реализации продукции ( $V_t$ ) рассчитывается как произведение цены реализации продукции и добычи за годичный период:

$$V_t = C_p \cdot Q_p, \quad (36)$$

где  $C_p$  – цена реализации в  $t$ -ом году, руб./т;  $Q_p$  – добыча продукции за  $t$  год.

Выручка от реализации продукции УКПГ представлена в таблицах.

Таблица 14. Выручка от реализации продукции действующей УКПГ

	2023	2024	2025
Товарный газ, млн. руб.	37 413,8	31 289,4	26 720,7
Стабильный конденсат, млн. руб.	1 932,0	1 932,0	1 932,0
СПБТ, млн. руб.	3 117,5	3 117,5	3 117,5
Сумма, млн. руб.	42 463,3	36 338,9	31 770,2

Таблица 15. Выручка от реализации продукции модернизированной УКПГ

	2023	2024	2025
Товарный газ, млн. руб.	44 289,8	37 039,9	31 631,5
Стабильный конденсат, млн. руб.	2 010,2	2 010,2	2 010,2
СПБТ, млн. руб.	3 296,0	3 296,0	3 296,0
Сумма, млн. руб.	49 596,0	42 346,1	36 937,7

Определим прирост выручки как разницу между выручкой, полученной при использовании действующей и модернизированной УКПГ (таблица 16).

Таблица 16. Прирост выручки

	2023	2024	2025
--	------	------	------

Прирост выручки, млн. руб.	7 132,7	6 007,2	5 167,5
----------------------------	---------	---------	---------

Прирост выручки за 3 года составил 18 307,4 млн. рублей.

### **Капитальные вложения**

Для реализации технологического предложения необходимо внедрить в систему подготовки следующие аппараты: струйный аппарат, ЗРА, устройства КИПиА, технологические трубопроводы, модификация АРМ. Все внедрения планируется произвести одновременно в 2023 году. В расчете учтены затраты на природоохранные мероприятия (5% от капитальных вложений) и прочие капитальные вложения (10% от КВ).

Таблица 17. Капитальные вложения

Промысловое обустройство	Затраты, руб.
Газовый эжектор	15 000 000
ЗРА	12 000 000
Устройства КИПиА	6 000 000
Промысловый трубопровод	3 500 000
Модернизация АСУ	200 000
Прочие КВ	3 670 000
Природоохранные мероприятия	1 835 000
Итого	42 205 000

### **Амортизационные отчисления**

Амортизационные отчисления составляют определенный процент от капитальных вложений. Процент определяется нормой амортизации для каждого типа оборудования в зависимости от срока полезного использования:

$$N_A = \frac{1}{T_{\text{исп}}} \cdot 100\%, \quad (37)$$

где  $N_A$  – норма амортизации, %;

Тисп – срок полезного использования, лет.

Данные для определения нормы амортизации взяты из Постановления Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 27.12.2019) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы" [18]. Результаты представлены в таблице 18.

Таблица 18. Норма амортизации для используемого типа оборудования

Тип оборудования	Срок полезного использования	Норма амортизации
Трубопровод местный для газа	7	14,3
Насосы и компрессоры прочие	5	20,0
ВЛ, прочие КВ, природоохранные мероприятия, автодороги	20	5,0
Установки для обработки материалов с использованием процессов, включающих изменение температуры, не включенные в другие группировки	5	20,0

Суммарные амортизационные отчисления составят 7,39 млн. руб./год.

### Эксплуатационные затраты

Процесс эксплуатации оборудования сопровождается затратами на применение метанола для борьбы с газовыми гидратами и обеспечение устройств КИПиА электроэнергией.

Для газового эжектора принимается норма расхода метанола, равная 0 15 кг/ч. Тогда за смену использование метанола составит 0,36 т. Цена одного килограмма масла принимается 9 500 руб. Следовательно общие годовые затраты на метанол будут равны:

$$Q_M = q_M \cdot n_{CM} \cdot Z = 1,25 \text{ млн. руб.}, \quad (38)$$

где  $q_M$  – использование метанола за смену, т.;

$n_{CM}$  – количество смен в году;

Z – цена одной тонны метанола, руб.

Тариф на электроэнергию для рассматриваемого региона принимается равным 3,85 руб/(кВт·ч). Используемое оборудование потребляет 1,3 кВт/ч. Следовательно получаем годовые затраты на электроэнергию – 1,83 млн. руб.

Ремонт оборудования является частью процесса эксплуатации. Затраты на ремонт принимаем равными 0,5 % от балансовой стоимости ОФ и получаем годовые затраты на ремонт – 0,2 млн. руб.

Сюда же включаем заработную плату с учетом НДФЛ двум работникам, обслуживающим данное оборудование по 70 тыс. руб. каждому ежемесячно. Также сюда входит социальный налог. Ставка единого социального налога, принимается в расчетах равной 30,0 % от ФОТ (статья 241 главы 24 НК РФ) + 1 % страхование от несчастного случая. Имеем следующую формулу:

ФОТ (фонд оплаты труда) = заработная плата + страховые взносы, составляющие 31 % от фонда ЗП. (39)

Получаем годовые затраты на фонд оплаты труда:

$$\begin{aligned} \text{ФОТ} &= 70\,000 \cdot 2 \cdot 12 + 0,31 \cdot (70\,000 \cdot 2 \cdot 12) = 2\,200\,000 \text{ руб.} \\ &= 2,2 \text{ млн. руб.} \end{aligned}$$

К эксплуатационным затратам, также относятся налоги, относимые на себестоимость. Это налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и прочие налоги.

Согласно уточнённом отчету по форме № 5-П по состоянию на 01.01.2023 [19], для Томской области средний НДПИ равен 108,55 руб./1000 м<sup>3</sup> добытого газа и 12493,31 руб./т газового конденсата.

Прочие налоги, включающие в себя земельный, водный и транспортный, определяются по ставке 1,5 % от выручки за текущий временной период.

Результаты расчетов эксплуатационных затрат представлены в таблице 19.

Таблица 19. Эксплуатационные затраты

Показатели	Сумма	Значения по годам		
		2023	2024	2025
Заработная плата, включая страховые взносы, млн. руб.	6,6	2,2	2,2	2,2
Затраты на электроэнергию, млн. руб.	5,49	1,83	1,83	1,83
Затраты на обслуживание оборудования, млн. руб.	3,75	1,25	1,25	1,25
Затраты на ремонт, млн. руб.	0,6	0,2	0,2	0,2
Амортизационные отчисления, млн. руб.	22,17	7,39	7,39	7,39
НДПИ, млн. руб.	182,79	60,93	60,93	60,93
Прочие налоги, млн. руб.	1,93	0,74	0,64	0,55
Текущие затраты (экспл. затраты без НДПИ), млн. руб.	42,58	14,29	14,18	14,10
Общие эксплуатационные затраты, млн. руб.	225,37	75,22	75,11	75,03

Таким образом, общие эксплуатационные затраты внедряемого оборудования за три года составят 225,37 млн. руб.

### **Налоговые отчисления**

К налоговым отчислениям относят налог на имущество и налог на прибыль.

Налог на имущество организаций определяется по ставке 2,2% от текущей стоимости основных производственных фондов, то есть от начальной стоимости ОПФ за вычетом, накопленных к моменту расчета амортизационных отчислений.

Ставка налога на прибыль организаций в соответствии с последними изменениями составляет 20 % от налогооблагаемой прибыли.

## Оценка экономической эффективности проекта

Оценка экономической эффективности будет произведена на основе следующих основных параметров: чистого дисконтированного дохода (ЧДД) и внутренней нормы доходности (ВНД).

Показатель ЧДД представляет собой разность между всеми денежными притоками и оттоками, приведёнными к текущему моменту времени (моменту оценки инвестиционного проекта). Он показывает величину денежных средств, которую инвестор ожидает получить от проекта после того, как денежные притоки окупят его первоначальные инвестиционные затраты и периодические денежные оттоки, связанные с осуществлением проекта.

Для определения значения ЧДД используется ставка дисконтирования, равная 15 %. Формула расчета ЧДД представлена ниже:

$$\text{ЧДД} = \sum_0^m \text{CF}_m / (1 + r)^m, \quad (40)$$

где CF – денежный поток за рассматриваемый год, млн. руб., который определяется как сумма чистой прибыли и амортизационных отчислений за вычетом капитальных вложений;

r – ставка дисконтирования, %;

m – количество времени, прошедшее с начала исследования, лет.

Также для расчета используются значения валовой прибыли (выручка за вычетом текущих затрат и НДС), налога на прибыль (20 % от валовой прибыли), чистой прибыли и амортизации.

С учетом капитальных вложений, равных 42,21 млн руб., показатель ЧДД в пределах рассматриваемого периода будет равен 10 981,34 млн. руб. Положительная величина чистого дисконтированного дохода свидетельствует об эффективности проекта, поскольку поступлений от его реализации достаточно для того, чтобы возместить затраты и обеспечить минимально требуемый (равный норме дисконта – 15 %) уровень доходности этого капитала.

Для расчета срока окупаемости вложений используется формула:

$$PP = n + \frac{I}{\sum_n NPV_i}, \quad (41)$$

где  $I$  – объем вложенных в производство инвестиций, руб.;

$NPV_i$  – чистый дисконтированный доход за  $i$ -й год, руб.;

$n$  – год, в котором накопленный дисконтированный доход превысит объем инвестиций, или год окупаемости.

В нашем случае срок окупаемости равен 1,1 года.

ВНД характеризует максимальную ставку дисконтирования, при которой накопленный дисконтированный поток опустится до нуля к концу рассматриваемого периода. Показатель ВНД является характеристикой надежности проекта: чем выше его значение, тем безопаснее инвестиции. Для данного проекта ВНД составляет  $>100\%$ , что превышает принятую ставку дисконтирования многократно. Полученное значение говорит о целесообразности инвестиций в проект.

Еще один показатель – это индекс доходности (PI). Он характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных чистых поступлений к суммарному объему капитальных вложений, его значение интерпретируется следующим образом: если  $PI > 1$ , проект эффективен, если  $PI < 1$  – проект не рентабелен. В нашем случае индекс доходности равен 265,22, что говорит об эффективности проекта.

Результаты расчета экономической эффективности и финансовых показателей проекта представлены в таблицах 20 и 21.

Таблица 20. Экономическая оценка эффективности проекта

		2023	2024	2025	2026
1. Выручка	млн руб.	0,00	7132,7	6007,14	5167,48
2. Текущие (эксплуатационные)затраты	млн руб.	0,00	75,22	75,11	75,03
3. Валовая прибыль	млн руб.	0,00	7057,48	5932,03	5092,45
4. НДС	млн руб.		60,93	60,93	60,93
4. Налог на имущество	млн руб.	0,00	0,771	0,739	0,707

5. Налог на прибыль (20 %)	млн руб.	0,00	1411,50	1186,41	1018,49
6. Чистая прибыль	млн руб.	0,00	5645,98	4745,62	4073,96
7. Капитальные вложения	млн руб.	42,205	0	0	0
8. Амортизационные отчисления	млн руб.	0	7,39	7,39	7,39

Таблица 21. Финансовые показатели проекта

		2022	2023	2024	2025
Денежный поток	млн руб.	-42,21	5653,37	4753,01	4081,35
Накопленный денежный поток	млн руб.	-42,21	5611,15	10364,16	14445,51
Чистый дисконтированный доход (ЧДД) ( $i = 15\%$ )	млн руб.	-42,21	4873,76	8467,72	11151,27
Чистый дисконтированный доход (ЧДД)	млн руб.	11151,29			
Внутренняя норма доходности (ВНД, ВНР)	%	13379,12			
Срок окупаемости (простой)	годы	1,1			
Срок окупаемости (дисконтированный)	годы	1,1			
Индекс доходности капитальных вложений	доли ед.	265,22			

### Анализ чувствительности

Для исследования чувствительности проекта в работе рассматриваются сценарии изменений ситуации на рынке. Три основных показателя, влияющие на экономическую эффективность проекта (цена на продукцию УКПГ, капитальные вложения и эксплуатационные затраты), искусственно уменьшаются и увеличиваются на 20%, после чего оцениваются показатели ЧДД и ВНД. На рисунках 4 и 5 и таблице 22, 23 представлены результаты изменений.



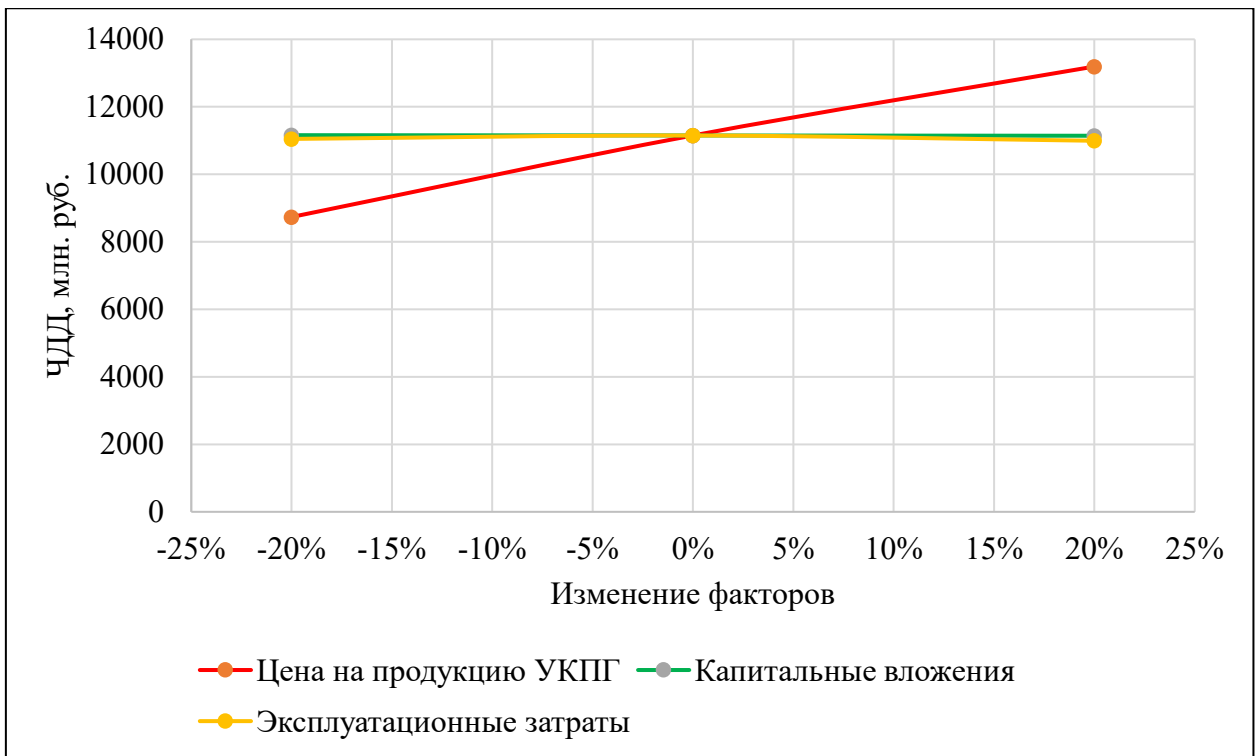


Рисунок 4 – Зависимость ЧДД от цены на продукцию УКПГ, капитальных вложений и эксплуатационных затрат

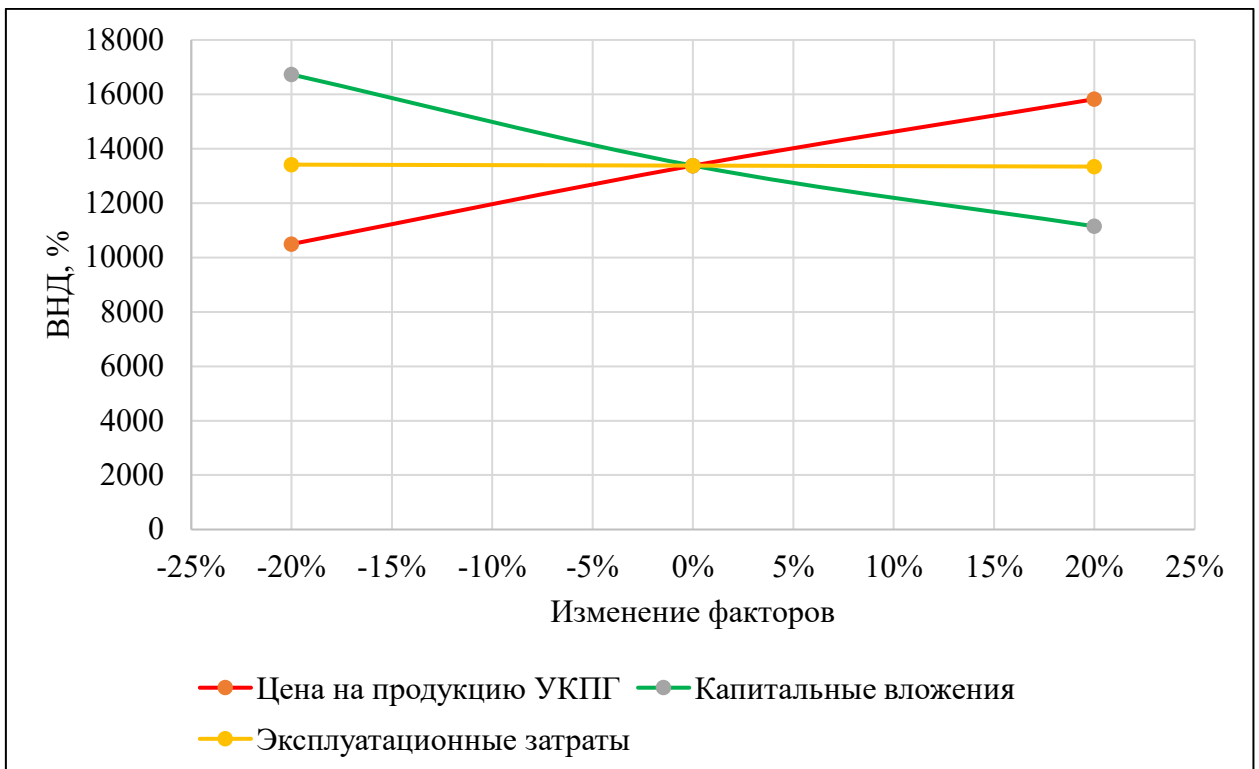


Рисунок 5 – Зависимость ВНД от цены на продукцию УКПГ, капитальных вложений и эксплуатационных затрат

Таблица 22. Изменение ЧДД от разных факторов.

<b>ЧДД, млн.руб.</b>				
<b>Изменяемый показатель</b>	<b>-20%</b>	<b>0</b>	<b>20%</b>	<b>Разница</b>
<b>Цена на продукцию УКПГ</b>	8735,64	11151,29	13193,30	4457,66
<b>Капитальные вложения</b>	11159,72	11151,29	11142,84	16,88
<b>Эксплуатационные затраты</b>	11049,14	11151,29	10994,25	54,89

Таблица 23. Изменение ЧДД от разных факторов.

<b>ВНД, %</b>				
<b>Изменяемый показатель</b>	<b>-20%</b>	<b>0</b>	<b>20%</b>	<b>Разница</b>
<b>Цена на продукцию УКПГ</b>	10494,850	13379,120	15821,850	5327,000
<b>Капитальные вложения</b>	16727,860	13379,120	11146,600	5581,260
<b>Эксплуатационные затраты</b>	13414,790	13379,120	13343,420	71,370

Наибольшее влияние на основные показатели экономической эффективности оказывает цена реализации продукции УКПГ. Так при снижении цены на 20 % ЧДД снижается на 2 415,65 млн. руб., а ВНД на 2 884,27 %. Однако проект не становится убыточным (ЧДД < 0 и ВНД < 15 %) при любом изменении рассматриваемых факторов. В то же время ЧДД и ВНД относительно устойчивы к изменению эксплуатационных затрат, а изменения ВНД от капитальных вложения все равно сохраняют данный показатель на очень высоком уровне.

Анализ чувствительности также показал, что изменение анализируемых факторов (главным образом, рост цены реализации продукции) может привести к существенному улучшению показателей экономической эффективности проекта.

### **5.3. Вывод по разделу**

В ходе выполнения представленной части ВКР была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT – анализ. Также был посчитан бюджет на проведение мероприятий по модернизации УКПГиК за счет внедрения струйного аппарата и рассчитана экономическая эффективность данного проекта. Все, вышеперечисленные технико-экономические показатели проекта, позволяют сделать вывод о том, что разрабатываемые мероприятия экономически выгодны.

## 6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данном разделе ВКР пойдет речь о социальной ответственности, которая по своему определению является совокупностью этических принципов. Суть данных принципов заключается в том, что при принятии тех или иных решений необходимо отталкиваться не только от собственных интересов, но и интересов общества, а также думать о защите окружающей среды.

Объектом исследования является установка комплексной подготовки газа и конденсата (УКПГиК), установка подготовки газа (УПГ). Административно месторождение находится в Парабельском районе. В 325 километрах от данного месторождения находится областной центр – город Томск. Другие ближайшие населенные пункты – это поселок Пудино и город Кедровый. Климат района континентальный с суровой зимой и коротким прохладным летом. Температура колеблется от минус 45–50 оС зимой до плюс 35 оС летом.

В соответствии с ФЗ №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [30] УКПГиК месторождения К. относится к опасному производственному объекту. Опасность связана с используемыми в процессе производства опасными веществами, необходимостью обслуживания оборудования, находящегося под высоким давлением, при низкой и высокой температурах, необходимостью работы во взрывоопасных и пожароопасных помещениях. Режим работы объекта - непрерывный круглосуточный.

В рамках данной работы пойдет речь о таких разделах социальной ответственности как производственная безопасность, экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях, а также рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на объектах транспортировки нефти и газа.

Основным источником опасных и вредных факторов являются СРД (сосуды работающие под давлением) и технологические аппараты, так как они работают под большим давлением и с пожаровзрывоопасными жидкостями/газами. Их работа сопровождается повышенным уровнем шума и вибрации из-за высокой скорости протекания процессов и конструктивными особенностями, такими как центробежные завихрители, применение дросселей и так далее, а также рисками, связанными с разгерметизацией и выбросом газа/конденсата.

Данная работа является актуальной, так как с развитием технологий увеличиваются объемы перекачиваемых продуктов переработки, растет давление, что повышает требования к условиям эксплуатации и малейшее отклонение от заводских параметров работы агрегатов может привести к печальным последствиям.

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

Согласно 2-ой и 34-ой главе Трудового кодекса Российской Федерации, работодатель обязан обеспечить безопасные условия труда, а именно:

- Организовать и обеспечить безопасность персонала при эксплуатации оборудования, зданий и сооружений
- Обеспечить работников средствами индивидуальной и коллективной защиты, которые прошли обязательную сертификацию
- За счет собственных средств приобрести и выдать специальную одежду, обувь и другие средства индивидуальной защиты, смывающих и обезвреживающих средств, прошедших обязательную сертификацию
- Произвести обучение безопасным методам и приемам выполнения работ и оказанию первой помощи на производстве

- Проводить инструктажи по охране труда и проверять знания требований охраны труда
- Принимать меры по предотвращению аварийных ситуаций, сохранению жизни и здоровья работников
- Организовывать прохождение необходимых трудовым или иным законодательством необходимых медицинских осмотров

В свою очередь Трудовой кодекс также обязывает и работников соблюдать требования охраны труда:

- Правильно применять средства индивидуальной и коллективной защиты
- Немедленно информировать руководство о любой ситуации, которая угрожает жизни и здоровью людей
- Проходить все обязательные медицинские осмотры
- Проходить обучение безопасным методам и приемам выполнения работ и оказанию первой медицинской помощи на производстве

Длительность вахты не должна превышать одного месяца за исключением особых случаев, когда работодатель может установить срок вахты до трёх месяцев. Учёт периода нахождения работника на вахте включает в себя рабочее время, время в пути от места нахождения работодателя или от пункта сбора до места выполнения работы и обратно, а также время отдыха, приходящееся на данный календарный отрезок времени. Вместо суточных работники получают надбавку за вахтовый метод работы за каждый календарный день пребывания на вахте.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности, устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате и предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск.

Правильная и комфортная эксплуатация объекта во многом зависит от изначально правильно спроектированного рабочего пространства работника,

учитывающего все антропометрические и эргономические особенности и требования. Так в ГОСТ Р ИСО 6385-2016. «Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.» установлено руководство по проектированию производственных систем на основе фундаментальных принципов эргономики. В стандарте установлен интегрированный подход к проектированию производственных систем, в котором эргономические принципы сочетаются с аспектами проектирования, особое внимание уделено управлению персоналом и учтены социальные и технические требования. В процессе проектирования производственной системы должны быть рассмотрены основные взаимосвязи между персоналом и компонентами системы, такими как производственные задания, оборудование, рабочее пространство и производственная среда.

Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности [31] установлены требования, процедуры и условия ведения работ при проектировании, строительстве, реконструкции, эксплуатации, консервации и ликвидации производственных объектов; конструировании, изготовлении, ремонте машин, механизмов, других технических устройств; разработке технологических процессов; подготовке и аттестации работников; организации производства и труда; взаимодействию Госгортехнадзора России с организациями по обеспечению безопасных условий производства и рационального использования природных ресурсов.

## **6.2 Производственная безопасность**

Для определения и оценки потенциальных вредных и опасных факторов на территориях УКПГиК или цехах с насосно–компрессорным оборудованием, применяемым для перекачки и транспортировки углеводородного ископаемого топлива и продуктов его переработки, используем ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» и представим краткий результат в таблице 24.

Таблица 24. Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работы			Нормативные документы
	Разрабо тка	Изготов ление	Эксплу тация	
Повышенный уровень шума и вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ
Повышенная температура воздуха в производственных помещениях	—	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96
Утечка токсичных и вредных веществ	—	+	+	ГОСТ Р 56167-2014 ГОСТ 12.1.007-76
Оборудование, работающее под давлением	—	+	+	Приказ Ростехнадзора №536
Электробезопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ
Пожарная безопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ

## 6.2.1 Анализ вредных и опасных факторов

### Повышенный уровень шума и вибрации

В зависимости от источника генерирующего колебания, различают шумы механического, аэродинамического, гидродинамического и электромагнитного происхождения.

На ряде производств преобладает механический шум, основными источниками которого являются зубчатые передачи, механизмы ударного типа, цепные передачи, подшипники качения и т.п. Он вызывается силовыми воздействиями неуравновешенных вращающихся масс, ударами в сочленениях деталей, стуками в зазорах, движением материалов в трубопроводах и т.п. Спектр механического шума занимает широкую область частот.

К аэродинамическим шумам относятся шумы, обусловленные периодическим выбросом газа в атмосферу, работой винтовых насосов и



компрессоров, пневматических двигателей, двигателей внутреннего сгорания; шумы, возникающие из-за образования вихрей потока у твердых границ. Эти шумы наиболее характерны для вентиляторов, турбовоздуходувок, насосов, турбокомпрессоров, воздухопроводов.

К гидродинамическим шумам относятся кавитационный шум, возникающий в жидкостях из-за потери жидкостью прочности на разрыв при уменьшении давления ниже определенного предела и возникновения полостей и пузырьков, заполненных парами жидкости и растворенными в ней газами. Источниками гидродинамического шума являются гидравлические удары, турбулентность потока, кавитация и др.

Шумы электромагнитного происхождения возникают в различных электротехнических изделиях (например, при работе электрических машин). Их причиной является взаимодействие ферромагнитных масс под влиянием переменных во времени и пространстве магнитных полей. Электрические машины создают шумы с различными уровнями звука от 20 – 30 дБ (микромашин) до 100 – 110 дБ (крупные быстроходные машины).

Частота звука  $f$ , Гц. Частота звука определяется числом колебаний звукового давления в секунду. По частоте звуковые колебания подразделяются на три диапазона: инфразвуковые с частотой колебаний менее 20 Гц, звуковые – от 20 до 20 000 Гц и ультразвуковые – более 20 000 Гц.

Область слышимых звуков ограничивается определенным частотным диапазоном (20-20000 Гц), а также определенными предельными значениями звуковых давлений.

Интенсивный уровень шума при постоянном воздействии может привести к возникновению профессионального заболевания - тугоухости. Главным симптомом этого заболевания является постепенная потеря слуха, которая изначально возникает в области высоких частот, а потом распространяется на более низкие, которые и определяют способность воспринимать речь.

При большом звуковом давлении происходит повреждение слухового аппарата, которое может привести к разрыву барабанной перепонки.

Помимо воздействия на органы слуха, шум влияет на различные отделы головного мозга, он нарушает нормальные процессы высшей нервной деятельности. При чем это воздействие можно отметить прежде появления некоторых изменений в органах слуха. Основными симптомами являются жалобы на апатию, общую слабость, ослабление памяти, повышенную утомляемость, потливость, раздражительность и др.

В органах зрения под влиянием шума наступают такие изменения, как снижение устойчивости ясного видения и остроты зрения, изменение чувствительности к разным цветам, также нарушаются основные функции желудочно-кишечного тракта; повышается внутричерепное давление.

Прерывистый и импульсный шум становится причиной ухудшения точности выполнения рабочих операций, затруднений приема и восприятия информации.

Учитывая всю опасность шума для человеческого организма необходимо строго соблюдать все предписания СН 2.2.4/2.1.8.562-96 по уровню шума, представленные в таблице 25.

Таблица 25. Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности в дБА

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	Легкая физическая нагрузка	Средняя физическая нагрузка	Тяжелый труд 1 степени	Тяжелый труд 2 степени	Тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

Примечание. Для тонального и импульсного шума ПДУ на 5 дБА меньше значений, указанных в табл. 25;

- для шума, создаваемого в помещениях установками кондиционирования воздуха, вентиляции и воздушного отопления - на 5 дБА меньше фактических уровней шума в помещениях (измеренных или рассчитанных), если последние не превышают значений табл. (поправка для тонального и импульсного шума при этом не учитывается), в противном случае - на 5 дБА меньше значений, указанных в табл. 25;

- дополнительно для колеблющегося во времени и прерывистого шума максимальный уровень звука не должен превышать 110 дБА, а для импульсного шума 125 дБА.

Для уменьшения вредного воздействия от данного фактора на производствах, эксплуатирующих насосно – компрессорное оборудование предусмотрен ряд мер:

- Наиболее совершенная конструкция оборудования
- Защитные кожухи/экраны
- Использование индивидуальных средств защиты
- Использование звукопоглощающих и звукоизолирующих материалов в облицовке/обшивке помещений

Вибрация также оказывает вредное воздействие на организм при работе технологического оборудования.

Согласно ГОСТ 24346-80 «Вибрация. Термины и определения» Вибрация - движение точки или механической системы, при котором происходит поочередное возрастание и убывание во времени значений, как минимум, одной координаты.

При непродолжительном воздействии вибрации работник быстро утомляется и это значительно снижает его производительность. Виброблезнь является профессиональным заболеванием, которое возникает вследствие постоянного воздействия вибрации на организм человека.

Вибрация с частотой равной резонансной частоте колебаний тела работающего и его отдельных органов может быть особенно вредна. Потому что части тела, также как внутренние органы человека можно рассматривать как колебательные системы, обладающие определенной массой и соединенные между собой различными упругими элементами. Диапазон этих колебаний составляет 2-30 Гц. Воздействие на организм человека внешних колебаний с похожими частотами вызывает резонансные колебания внутренних органов (голова, желудок и сердце), механические повреждения и даже различные виды разрывов.

В зависимости от способа передачи вибрации телу человека различают:

- Общую вибрацию, которая передается на тело сидящего или стоящего человека через опорные поверхности тела

- Локальную вибрацию, которая передается через руки человека

СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий» устанавливает предельно допустимые значения производственной вибрации в зависимости от категории рабочих мест, типов помещения. В таблице 26 представлены предельно допустимые значения производственной локальной вибрации:

Таблица 26 – Предельно допустимые значения производственной локальной вибрации

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	Предельно допустимые значения по осям Хл, Yл, Zл *			
	Виброускорения		Виброскорости	
	м/кв. с	дБ	м/с × 10 <sup>-2</sup>	дБ
8	1,4	123	2,8	115
16	1,4	123	1,4	109
31,5	2,8	129	1,4	109
63	5,6	135	1,4	109
125	11,0	141	1,4	109
250	22,0	147	1,4	109
500	45,0	153	1,4	109
1000	89,0	159	1,4	109

Корректированные и эквивалентные значения и их уровни	2,0	126	2,0	112
---	-----	-----	-----	-----

\* Работа в условиях воздействия вибрации с уровнями, превышающими настоящие санитарные нормы более чем на 12 дБ (в 4 раза), по интегральной оценке, или в какой-либо октавной полосе, не допускается

Для снижения уровня вибрации от насосов и компрессоров на производстве важно уделить особое внимание центрированию валов, качественной смазке подшипниковых узлов, балансировке роторов и валов, обеспечив хороший кавитационный запас насоса. Помимо этого необходимо использовать виброизоляционные опоры и виброгасящие фундаменты и рамы.

### **Повышенная температура воздуха в производственных помещениях**

Насосно – компрессорные агрегаты, выпускаемые сегодня, при максимальной нагрузке имеют КПД в районе 90-92%, малых 60-75%. У электродвигателей этот показатель составляет 80-90%. Часть неиспользуемой энергии переходит в тепло. На практике температура агрегатов и перекачиваемой жидкости может достигать настолько высоких значений, что происходит оплавление защитных покрытий на трубопровода или корпусных элементов насосов. В связи с этим в производственных помещениях температура окружающей среды превышает оптимальные и допустимые (таблица 27) значения, установленные в СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».

Таблица 27. Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		диапазон ниже оптимальных величин	диапазон выше оптимальных величин			для диапазона температур воздуха ниже	для диапазона температур воздуха выше

						оптимальных величин, не более	оптимальных величин, не более**
Холодный	Ia (до 139)	20,0-21,9	24,1-25,0	19,0-26,0	15-75*	0,1	0,1
	Iб (140-174)	19,0-20,9	23,1-24,0	18,0-25,0	15-75	0,1	0,2
	IIa (175-232)	17,0-18,9	21,1-23,0	16,0-24,0	15-75	0,1	0,3
	IIб (233-290)	15,0-16,9	19,1-22,0	14,0-23,0	15-75	0,2	0,4
	III (более 290)	13,0-15,9	18,1-21,0	12,0-22,0	15-75	0,2	0,4
Теплый	Ia (до 139)	21,0-22,9	25,1-28,0	20,0-29,0	15-75*	0,1	0,2
	Iб (140-174)	20,0-21,9	24,1-28,0	19,0-29,0	15-75*	0,1	0,3
	IIa (175-232)	18,0-19,9	22,1-27,0	17,0-28,0	15-75*	0,1	0,4
	IIб (233-290)	16,0-18,9	21,1-27,0	15,0-28,0	15-75*	0,2	0,5
	III (более 290)	15,0-17,9	20,1-26,0	14,0-27,0	15-75*	0,2	0,5

Для поддержания температуры в заданных значениях необходимо использовать правильно настроенные системы кондиционирования и вентиляции. Также необходимо понизить температуру агрегатов, путем установки дополнительных систем охлаждения масла.

### Утечка токсичных и вредных веществ

Частой причиной утечек вредных веществ является коррозионное разрушение элементов трубопроводов и корпусов аппаратов, приводящее к появлениям свищей. Также не герметичность торцевых уплотнений, сальников и фланцевых соединений приводит к утечкам. Согласно ГОСТ 12.1.007-76 по степени воздействия на организм человека метан и вещества, участвующие в технологических процессах хранения и транспортировки углеводородов относятся к 4 классу опасности – вещество малоопасные. ПДК (предельно допустимые концентрации) некоторых из них приведены в таблице 28.

Таблица 28. ПДК веществ.

Наименование веществ	ПДК мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности	Наименование веществ	ПДК мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Нефть (фр. 20-200)	300	4	Окислы азота	5	2
Метан	300	4	Метилмеркаптан	0,8	2
Пропан	300	4	Ртуть	0,01	1
Бутан	300	4	Серая кислота	1	2
Бензол	5	2	Тетраэтилсвинец	0,005	1

Метанол	5	3	Толуол	50	3
Этиловый спирт	1000	4	Окись углерода	20	4
Ацетон	200	4	Дихлорэтан	10	2
Керосин	300	4	Сероводород	10	2

По характеру воздействия на организм человека вредные вещества, согласно ГОСТ 12.0.003-2015, делятся на 6 групп:

- Токсические
- Раздражающие
- Сенсibiliзирующие
- Канцерогенные
- Мутагенные
- Вещества влияющие на репродуктивную функцию

Наиболее опасными отравляющими свойствами обладают нефти, содержащие значительное количество сернистых соединений, и особенно сероводород, оксиды серы и азота.

Опасность отравления при обращении с высокосернистыми нефтями состоит в комбинированном воздействии углеводородов и сероводорода (ПДК нефти – 300 мг/м<sup>3</sup>, сероводорода – 10 мг/м<sup>3</sup>, а сероводорода в смеси с углеводородами – 3 мг/м<sup>3</sup>). При работе с такими нефтями должны применяться особые меры предосторожности.

Для предотвращения утечек все насосное оборудование, использованное для перекачки углеводородов, должно в своей конструкции использовать только торцевые уплотнения. Необходимо регулярно проводить контроль фланцевых соединений и ревизию трубопровода с помощью методов неразрушающего контроля. Контроль содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны должен проводиться постоянно газоанализаторами в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.005-88. Рабочий персонал должен быть снабжен средствами индивидуальной защиты.

## **Оборудование работающее под давлением**

Все оборудование и трубопроводы, работающие с повышенным давлением, потенциально обладают повышенной опасностью, в следствие чего к ним предъявляется ряд дополнительных требований во избежание несчастных случаев:

- Эксплуатация таких объектов разрешена только лицам, имеющим специальный допуск для работ с сосудами под давлением
- Монтаж и дальнейшее использование возможно только согласно всей прилагающейся технической документации
- Трубопровод должен в обязательном порядке перед началом его эксплуатации проходить опрессовку давлением сверх рабочего
- На протяжении всего срока эксплуатации необходимо проводить экспертизу безопасности согласно нормативной и технической документации
- Манометры и прочие контрольно-измерительные приборы должны быть поверены
- Сбросные клапаны и запорная арматура должны находиться в рабочем состоянии. Пломбы не сорваны.

## **Электробезопасность**

Установки по переработке и транспортировке углеводородного сырья функционируют за счет большого количества электроэнергии. Электродвигатели являются приводами насосно-компрессорного оборудования, работа приборов освещения, диспетчерских служб и функционирование всего бытового комплекса также нуждается в электричестве, поэтому риски, связанные с электрооборудованием, являются постоянным.



Согласно ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты» для повышения безопасности при работе с электрооборудованием разработаны основные коллективные способы и средства электрозащиты, такие как изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль; установка оградительных устройств; предупредительная сигнализация и блокировки; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; защитное заземление; зануление; защитное отключение. При необходимости производится расчёт защитного заземления, зануления, выбор устройств автоматического отключения.

Индивидуальные основные изолирующие электрозащитные средства способны длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановок, поэтому ими разрешается касаться токоведущих частей под напряжением. В установках до 1000 В – это диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками.

Индивидуальные дополнительные электрозащитные средства обладают недостаточной электрической прочностью и не могут самостоятельно защитить человека от поражения током. Их назначение – усилить защитное действие основных изолирующих средств, с которыми они должны применяться. В установках до 1000 В – диэлектрические боты, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки.

### **Пожарная безопасность**

Причиной пожара может стать утечка газа, который используется в качестве рабочего вещества на установке подготовке газа (УПГ). Опасность несет не только возникающее возгорание, но и возгорание паровоздушной смеси углеводородов. Опасен не столь источник возгорания смеси, как тепловой импульс, который он создает.

Продукты горения также являются опасным фактором при возникновении пожара, так как оказывают токсичное воздействие на организм человека. Также возможны возникновение вторичных факторов, которые могут нанести еще больший вред, такие как:

- электрический ток;
- взрывы;
- возникновение большого количества осколков;
- падение и непредсказуемое движение оборудования.

Для обеспечения безопасности должны быть использованы торцевые уплотнения на оборудование, системы контроля загазованности. При архитектурном проектировании помещений под насосно-компрессорные агрегаты необходимо брандмауэром разделять электродвигателя с насоснокомпрессорным оборудованием, во избежание возгорания пожаровзрывоопасной смеси от электрического тока. Для рабочих цехов должна предусматриваться система пенного пожаротушения, состоящая из резервуара с водой, насосной станции, сети пенных трубопроводов. Также должен быть противопожарный трубопровод с установленными гидрантами. Обязательно наличие огнетушителей на территории опасного объекта.

### **6.2.2 Расчет требуемого воздухообмена при выделении газов (паров) через неплотности аппаратуры, находящейся под давлением.**

Производственная аппаратура, работающая под давлением, как правило, не является вполне герметичной. Степень герметичности аппаратуры уменьшается по мере ее износа. Считая, что просачивание газов через неплотности подчиняется тем же законам, что и истечение через небольшие отверстия, и, предполагая, что истечение происходит адиабатически, количество газов, просочившиеся через неплотности, можно определить по формуле:

$$G = kcv \sqrt{\frac{M}{T}}, \text{ кг/ч} \quad (42)$$

где  $k$  – коэффициент, учитывающий повышение утечки от износа оборудования ( $k = 1-2$ );  $c$  – коэффициент, учитывающий влияние давление газа в аппарате;  $v$  – внутренний объем аппаратуры и трубопроводов, находящихся под давлением,  $\text{м}^3$ ;  $M$  – молекулярный вес газов, находящихся в аппаратуре;  $T$  – абсолютная температура газов в аппаратуре,  $\text{К}$ .

Таблица 29. Коэффициент, учитывающий влияние давление газа в аппарате.

Давление $p$ , атм	До 2	2	7	17	41	161
$c$	0,121	0,166	0,182	0,189	0,25	0,29

Определяем величины утечек углеводородов из аппаратуры и трубопроводов, находящихся в производственном цеху УПГ. Примем  $k=2$  и  $M=22,1$  для всех расчетов.

Аппарат 1 и трубопровод его обвязки:

$$V_1=20,5+43=63,5 \text{ м}^3$$

$$T_1= -5 \text{ }^\circ\text{C}= 268 \text{ }^\circ\text{K}$$

$$P_1=90 \text{ атм.}$$

С помощью метода линейной итерации найдем коэффициент  $c$

$$C_1=0.266$$

Аппарат 2 и трубопровод его обвязки:

$$V_2=28,4+48=76,4 \text{ м}^3$$

$$T_2= -25 \text{ }^\circ\text{C}= 248 \text{ }^\circ\text{K}$$

$$P_2=62 \text{ атм.}$$

С помощью метода линейной итерации найдем коэффициент  $c$

$$C_2=0.257$$

$$G_1 = kc_1v_1\sqrt{\frac{M}{T_1}} = 2 \times 0,266 \times 63,5 \sqrt{\frac{22,1}{268}} = 9,701 \text{ кг/ч} \quad (43)$$

$$G_2 = kc_2v_2\sqrt{\frac{M}{T_2}} = 2 \times 0,257 \times 76,4 \sqrt{\frac{22,1}{248}} = 11,723 \text{ кг/ч}$$

Общая утечка газа составляет:

$$G = G_1 + G_2 = 9,701 + 11,723 = 21,424 \text{ кг/ч} \quad (44)$$

Используя данные [37] [38] находим, что для сероводорода  $x_v = 100$  мг/м<sup>3</sup>;  $x_n = 5$  мг/м<sup>3</sup>. Потребный воздухообмен равен:

$$L = \frac{1000 \times G}{x_n - x_v} = \frac{1000 \times 21,424}{100 - 5} = \frac{21424}{95} = 225,516 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (45)$$

Кратность воздухообмена определяется по формуле:

$$n = \frac{L}{V}, \text{ ч}^{-1} \quad (46)$$

Где  $V$  – внутренний объем помещения, м<sup>3</sup>.

Цех УПГ имеет следующие параметры:

Длина – 32 м

Ширина – 21 м

Высота – 9 м

Произведение 3 параметров даст общий объем помещения, поэтому

$$n = \frac{L}{V} = \frac{225,516}{21 \times 32 \times 9} = 0,04, \text{ ч}^{-1} \quad (47)$$

Учитывая проделанные расчеты и полученную кратность воздухообмена  $n \leq 1$  можно сделать вывод, что при нормальном протекании технологического процесса достаточно естественной приточно–вытяжной вентиляции.

### **6.3 Экологическая безопасность**

Процесс добычи, транспортировки, переработки нефти и газа всегда потенциально способен нанести непоправимый вред окружающей среде в случае ЧП.

#### **Влияние на атмосферу**

На объектах нефтегазовой промышленности возможны выбросы опасных веществ в атмосферу:

- Углеводородное топливо

- Продукты полного сгорания горючих компонентов топлива
- Компоненты неполного сгорания топлива
- Окислы азота
- Сернистые соединения
- И т.п.

Для того чтобы снизить уровень возможного загрязнения необходимо тщательно соблюдать установленные технологии и следовать предписаниям производителей оборудования. Проводить более тщательную очистку и подготовку углеводородов.

### **Влияние на гидросферу**

Возможным воздействием может являться разлив масла или перекачиваемой жидкости из ЦНС. Чаще всего это происходит при несоблюдении инструкции по эксплуатации оборудования и не своевременном прохождении технического обслуживания.

### **Влияние на литосферу**

Основными источниками загрязнения литосферы являются разливы ГСМ (горюче смазочных материалов), углеводородов и твердые отходы производства, которые возникают при обслуживании насосного оборудования.

Для снижения загрязнения и уменьшения экологического следа необходимо использовать торцевые уплотнения, во избежание протечек. Более качественные комплектующие вкупе с хорошими смазочными материалами позволят продлить срок службы деталей, что приведет к уменьшению общего объема технического мусора.

## **6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайная ситуация — это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, катастрофы, опасного природного процесса, стихийного бедствия, которая приводит к человеческим жертвам, наносит ущерб здоровью населения и природной среде, а также вызывает значительные материальные потери и нарушение условий жизни людей

Наиболее вероятные чрезвычайные ситуации при эксплуатации центробежного насоса или компрессора может быть возникновение пожара. Пожаром называется неконтролируемое горение вне специального очага. Пожары причиняют значительный материальный ущерб, в ряде случаев вызывают тяжелые травмы и гибель людей. Основополагающими законодательными актами в области пожарной безопасности являются Федеральные законы "О пожарной безопасности" и "Технический регламент о требованиях пожарной

безопасности" определяющие общие правовые, экономические и социальные основы обеспечения пожарной безопасности в Российской Федерации.

К мерам предотвращения пожара относятся: применение средств защитного отключения возможных источников загорания (защитного зануления); применение искробезопасного оборудования; применение устройства молниезащиты здания; выполнение правил (инструкций) по пожарной безопасности.

К мерам противопожарной защиты относятся: применение пожарных извещателей; средств коллективной и индивидуальной защиты от факторов пожара; системы автоматической пожарной сигнализации; порошковых или углекислотных огнетушителей, два ящика с песком 0,5 м<sup>3</sup>.

Организационно-технические мероприятия: наглядная агитация и инструктаж работающих по пожарной безопасности; разработка схемы действия администрации и работающих в случае пожара, организация эвакуации людей; организация внештатной пожарной дружины.

При обнаружении загорания рабочий немедленно сообщает по телефону в пожарную охрану, сообщает руководителю, приступают к эвакуации людей и материальных ценностей. Тушение пожара организуется первичными средствами с момента обнаружения пожара. Пострадавшим при пожаре обеспечивается скорая медицинская помощь.

### **6.5. Вывод по разделу**

В данной главе были рассмотрены такие разделы социальной ответственности как производственная безопасность, экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях, а также рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на объектах подготовки газа и газового конденсата.

Процесс транспортировки газа и продуктов переработки конденсата при помощи насосно–компрессорного оборудования несет большую опасность для работников производства и окружающей среды. Современная нормативно правовая база регулирует все возможные аспекты и обязует работодателя, работника, поставщиков, производителей оборудования думать в первую очередь о безопасности людей на производстве и о сохранности окружающей среды.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе согласно поставленным задачам и цели:

- Проанализирована технологическая схема УКПГиК,
- Рассмотрены возможные варианты для монтажа эжектора,
- Рассчитаны численные параметры перерабатываемого сырья,
- Произведен расчет струйного аппарата, согласно которым коэффициент инжекции составил 0,141, критический диаметр сопла равен 47 мм.

Получен газовый эжектор со сверхзвуковым соплом и конической камерой смешения. Данная конструкция является наиболее оптимальной для текущих параметров.

В данной работе был проведен анализ струйных аппаратов и опыт их применения в нефтегазовом секторе, а также методики расчета и современные конструкторские решения. Исходя из анализа, можно подтвердить, что на данный момент уже существует опыт внедрения газовых эжекторов на УКПГ, которые зарекомендовали себя с хорошей стороны. В результате применение струйного аппарата позволяет решить следующие задачи:

- увеличение производительности УКПГиК;
- увеличение коэффициента извлечения легких углеводородов;
- снижение нагрузки на компрессора ГКС;
- снижение сжигание на факелах.

Преимущество эжектора — простота устройства, компактность и отсутствие движущихся частей, соприкасающихся с удаляемым воздухом. Однако эжекторные установки имеют малый коэффициент полезного действия, поэтому их применимость ограничена.



## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 34715.0-2021 Системы газораспределительные. Проектирование, строительство и ликвидация сетей газораспределения природного газа. Часть 0. Общие требования
2. Основы теплопередачи в авиационной и ракетной технике, М., 1960; Дорренс У. Х., Гиперзвуковые течения вязкого газа, пер. с англ., М., 1966; Зельдович Я. Б., Райзер Ю. П., Физика ударных волн и высокотемпературных гидродинамических явлений, 2 изд., М., 1966.
3. Дейч М. Е. Техническая газодинамика. – М.: Госэнергоиздат. 1961.
4. Соколов Е. Я., Зингер Н. М. Струйные аппараты. – М.: Энергия. 1989. – 352 с.
5. В.Л. Софронов, И.Ю. Русаков, Т.В. Ощепкова. Расчет струйных аппаратов: Учебное пособи - Северск: Изд-во СТИ НИЯУ МИФИ, 2011.-33с.
6. Акмен Р.Г., Желтоноженко А.П. Методические указания к курсовому и дипломному проектированию «Расчет эжектора» для студентов специальностей 7.090510 «Теплоэнергетика» и 7.000008 «Энергетический менеджмент» – Харьков: НТУ "ХПИ", 2007. – 20 с.
7. И.Г. Бебешко, И.А. Федоров, В.А. Скуфинский, А.И. Шелякин «Совершенствование и использование эжекционной технологии как одно из направлений повышения энергоэффективности эксплуатации ПХГ»
8. Васильев Ю.Н. К теории газового эжектора // Сб. работ по исследованию сверхзвуковых газовых эжекторов. □ М.: Изд. ЦАГИ, БНИ, 1961. □ С. 48–79.
9. Соболев, А. В. Применение насадок, шевронов и табов для улучшения расходных характеристик газовых эжекторов / А. В. Соболев, В. И. Запрягаев, В. М. Мальков // Теплофизика и аэромеханика. – 2007. – Т. 14, № 2. – С. 201-207
10. Патент № 2584767 С1 Российская Федерация, МПК F04F 5/16. газовый эжектор : № 2015106389/06 : заявл. 26.02.2015 : опубл. 20.05.2016 / Л.

М. Курбатов, И. Ф. Минникаев, П. А. Крюков, П. А. Чуркин ; заявитель Акционерное общество "Центральное конструкторское бюро нефтеаппаратуры" (АО "ЦКБН").

11. Патент № 2559115 С1 Российская Федерация, МПК F04F 5/14. газовый эжектор : № 2014118823/02 : заявл. 08.05.2014 : опубл. 10.08.2015 / Г. Н. Рубан, И. Г. Бебешко, А. И. Скуфинский ; заявитель Общество с ограниченной ответственностью "Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий-Газпром ВНИИГАЗ"

12. Патент № 2389908 С1 Российская Федерация, МПК F04F 5/18. газовый эжектор : № 2008141354/06 : заявл. 20.10.2008 : опубл. 20.05.2010 / А. А. Назмутдинов, Л. М. Курбатов.

13. Патент № 2341691 С2 Российская Федерация, МПК F04F 5/18, F04F 5/44. газовый эжектор : № 2007100659/06 : заявл. 09.01.2007 : опубл. 20.12.2008 / А. В. Соболев, В. И. Запрягаев, В. М. Мальков ; заявитель Институт теоретической и прикладной механики им. С.А. Христианович СО РАН (ИТПМ СО РАН), Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственное предприятие "Лазерные системы" (ООО НПП "Лазерные системы").

14. Патент № 2621924 С1 Российская Федерация, МПК F04F 5/46. Газовый эжектор : № 2016110037 : заявл. 21.03.2016 : опубл. 08.06.2017 / С. Д. Королев, С. А. Демьянюк, Е. В. Меркушкин ; заявитель АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "МОСКОВСКИЙ ВЕРТОЛЕТНЫЙ ЗАВОД ИМ. М.Л. МИЛЯ".

15. Патент № 2650913 С1 Российская Федерация, МПК F04F 5/18, F04F 5/46. газовый эжектор : № 2017121485 : заявл. 19.06.2017 : опубл. 18.04.2018 / В. Л. Письменный.

16. Патент № 2079725 С1 Российская Федерация, МПК F04F 5/14. газовый эжектор : № 94038577/06 : заявл. 13.10.1994 : опубл. 20.05.1997 / В. И. Шадрин ; заявитель Предприятие по добыче и транспортировке природного газа "Надымгазпром" РАО Газпром.

17. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов. [Электронный ресурс]. / М.: Мин-во экономического развития РФ. – 2022.

18. Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 27.12.2019) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

19. Отчет о налоговой базе и структуре начислений по налогу на добычу полезных ископаемых по состоянию на 01.01.2023, сводный [Электронный ресурс]. / М.: Федеральная налоговая служба. URL: [https://www.nalog.gov.ru/rn70/related\\_activities/statistics\\_and\\_analytics/forms/13251930/](https://www.nalog.gov.ru/rn70/related_activities/statistics_and_analytics/forms/13251930/).

20. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 11.04.2023)

21. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация

22. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности

23. ГОСТ 24346-80 «Вибрация. Термины и определения»

24. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования

25. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

26. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация

27. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий»

28. СанПиН 2.2.4.548-96 ФИЗИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ СРЕДЫ Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений

29. ГОСТ Р 56167-2014 ВЫБРОСЫ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ

30. Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 08.12.2020) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов"
31. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534 (ред. от 19.01.2022) "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"
32. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
33. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 536 "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением"
34. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
35. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования
36. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
37. СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"
38. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно–гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
39. Aguilera R.F. The role of natural gas in a low carbon Asia Pacific, *Appl. Energy* 113 (2014) 1795–1800.
40. Alferov V.I., Baguirov L.A., Feygin V., Arbatov A., Imaev S., Dmitriev L., Rezenenko V.I. US Patent, 6,372,019, April 16 (2003).
41. Betting M., Epsom H.D. Supersonic separator gains market acceptance, *World Oil* 254 (2007) 197–200.
42. Betting M., Van Holten T., Tjeenk Willink C.A. US Patent, 6,513,345, April 2 (2003).

43. Sforza P.M., Castrogiovanni A., Volland R. Coal-derived syngas purification and hydrogen separation in a supersonic swirl tube, *Appl. Therm. Eng.*
44. Sun W.J., Cao X.W., Yang W., Jin X.T. CFD modeling on nonequilibrium condensation process of H<sub>2</sub>S in CH<sub>4</sub>-H<sub>2</sub>S mixture expansion through supersonic nozzles, *Fuel Process. Technol.* 170 (2018) 53-63.
45. Wen C., Cao X.W., Yang Y., Li W. An unconventional supersonic liquefied technology for natural gas, *Energy Educ. Sci. Technol. Part A Energy Sci. Res.* 30 (2012) 651–660.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 1

### MODERNIZATION OF A GAS PREPARATION UNIT BY INTEGRATING A JET PULSER

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ16	Доля Николай Николаевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Зиякаев Григорий Ракитович	к.т.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Швагрукова Екатерина Васильевна	к.ф.н.		

## INTRODUCTION

The oil and gas sector occupies a very important place in the modern world. Oil, gas, and products of their processing are strategically important and valuable resources. The demand for them has always existed, and it remains at a high level, changing slightly. However, the demand for product quality is constantly growing and, as a result, it is not enough just to extract raw materials, they must be processed with high quality as well as with minimal losses and harm to the environment.

High exchange prices for dried natural gas and the environmental legislation of the Russian Federation force subsoil users to use gas treatment plants operating on various technologies and/or upgrade existing equipment to modern requirements. Currently, the technologies, which are morally obsolete and incapable of preparing raw materials to the required level, often come to rescue, but they are used in a modern way.

Jet plants have found application in various fields, however, sectors widely using these technologies are: aircraft manufacturing and aircraft engines, steam plants and steam propulsion, oil and gas sector from production to transportation and processing.

In the oil and gas sector, the use of ejectors began in the 20th century, however, their use was mainly limited to RPM (reservoir pressure maintenance) systems or gas processing technology. However, the development and improvement of ejector installations continues, and the field of use of jet installations in the modern oil and gas sector has expanded significantly over the decades. So, in addition to the already listed ways of using ejectors, one can now see their use for low-pressure flare gas or degassing gas from various installations, and you can also find new ejectors operating at supersonic speeds, which previously has been impossible.

The ejector is simple in design, it can operate in a wide range of gas parameters. It allows adjusting easily the workflow and switching from one

operating mode to another. Therefore, ejectors are widely used in various fields of technologies.

Regardless of the purpose of the ejector, it always has the following structural elements: a high-pressure (ejecting) gas nozzle, a low-pressure (ejected) gas nozzle, a mixing chamber and, usually, a diffuser.

The relevance of this work is due to the fact that many processes in the oil and gas industry are associated with the flow and contact of several phases, and ejectors can be used to reduce the energy intensity of oil production and processing industries.

On the one hand, the ejector technology requires limited maintenance, has low operating costs, and has no restrictions on working fluids; on the other hand, complex single-phase and multi-phase fluid dynamics make ejector design and performance prediction a real challenge.

The use of ejectors in complex gas treatment plants will significantly increase the uptime and avoid problems that arise during the operation of alternative devices.

The purpose of this master's thesis is to calculate the jet apparatus for the modernization of the gas and condensate treatment plant (UKPGiK) for the utilization of weathering gas from the UDSK module.

To achieve this goal, it is necessary to perform the following tasks:

- Analyze the technological scheme of the UKPGiK,
- Consider options for mounting an ejector,
- Calculate the numerical parameters of the processed raw materials,
- Calculate the jet apparatus for certain parameters.

The object of the study is the UKPGiK of the K deposit.

The subject of research in this work will be the gas ejector and its application at the UKPGiK for the utilization of degassing gas.



## LITERATURE REVIEW

The paper "Optimization of ejector systems for the gas industry" by A.I. Kurochkin and S.Z. Imaev states that increasing the maximum compression ratio of the ejector can significantly improve the performance of systems using ejectors.

In "Theory of the differential ejector" ("Applied mechanics and technical physics") B.A. Uryukov showed that the use of a distributed gas supply increases smoothly the static pressure of the mixture and reduces the impact losses. The compression ratio of the differential ejector calculated in the above source significantly exceeds the maximum compression ratio achieved in the classical optimal ejector calculated according to the method described by Yu.N. Vasiliev in "Gas ejectors with supersonic nozzles" on the study of supersonic gas ejectors.

Scientists I.G. Bebeshko, I.A. Fedorov, V.A. Skufinsky, A.I. Shelyak in the paper "Improvement and use of ejection technology as one of the ways to improve the energy efficiency of UGS operation" consider all possible ways to reduce hydraulic losses. At the same time, the design of the ejector must be technologically advanced in manufacturing, simple and reliable in operation. The paper presents a mathematical model for calculating the flow in the ejector that allows you to optimize directly the design of the ejector.

F. Kukanov and I.I. Mezhirov in their work "Operation of a gas ejector with unequal physical parameters of mixed gases" give ejection equations for unequal values of the adiabatic index, heat capacity at constant pressure, and stagnation temperature of the mixed gases.

Our colleagues from NR TPU Yu.A. Nikonov and A.Yu. Burykin compared methods for calculating the ejector according to Bekirov, Shatalov, Sokolov, and Singer and presented the results in the work "Evaluation of methods for determining the characteristics of gas ejectors for compressing natural gases".

According to the data obtained, it can be concluded that for small ejection coefficients it is recommended to use the calculation method of Sokolov and Singer.

To facilitate calculations, nomograms are given in the work to determine achievable indicators and select the optimal geometric parameters of the devices.

One of the frequent problems is the condensation of suspended water droplets and heavy hydrocarbons. Separately from each other, A.V. Solovyov and E.Sh. Telyakov together with T. S. Kozyreva, E. V. Osipov, and E. B. Mats presented a method for calculating ejectors with converging chambers, taking into account condensation in the working nozzle and the ejector chamber. In the paper “Calculation of critical modes of ejectors with converging chambers”, calculations are performed in a wide range of temperatures of the working and low-pressure gases. Differences in the properties of gas and steam ejectors are revealed. The second work that takes into account condensation is “Algorithms for taking into account condensation when a condensed working fluid flows through the active nozzle of a gas ejector.” In the paper presented by E.Sh. Telyakov *et al*, a method for calculating a gas ejector as part of a vacuum creation unit is given, which takes into account the effect of condensation of the working fluid, when it flows through the active nozzle.

In addition to scientific works devoted to modeling ejectors and carrying out calculations, it is also worth considering design innovations that can increase the efficiency of jet devices.

A feature of the invention under patent RU 2 559 115 C1 is as follows: the gas ejector contains a housing with nozzles for supplying active and passive gas flows. Also, it is installed there a replaceable active gas flow supply nozzle and a gas flow mixing chamber associated with a diffuser. The effect is as follows: improved reliability and efficiency of gas ejector operation at elevated pressures in gas flows.

There are also patented inventions related to the features of work in specific conditions relevant for pumping raw gas using an ejector and the possibility of hydrate formation. In patent RU 2 389 908 C1, a gas ejector contains a housing with branch pipes of high-pressure, low-pressure, and mixture of gases, and a nozzle coaxially placed in the housing, a mixing chamber with a diffuser sleeve adjacent to

it. The low-pressure gas branch pipe is connected to the mixing chamber through a tapering annular cavity, the characteristic of which is as follows: the outlet section of the low-pressure gas cavity has a toroidal shape. The initial section of the mixing chamber wall is made with an annular thermal insulating layer, and the position of the mixing chamber in the housing is fixed by means of a diffuser bushing adjacent to the shoulder of the housing.

The invention patent RU 2 079 725 C1 is a diffuser located in the cavity of the discharge pipeline with the following characteristic: the diffuser is made of coaxially located nozzles and coaxially offset so that the ends of the pipes of the mixing chamber and the coaxial nozzles are on the generatrix of the expanding conical part. In the diffuser, the flow is intensively decelerated due to the increase in its mass by the circulation flows that arise around.

## THE BASIC SCHEME OF THE JET DEVICE

The main elements of the device are a working nozzle, a receiving chamber B, a mixing chamber with a confuser, and a diffuser. The flows of the working and injected media enter the mixing chamber, where the velocities are equalized, accompanied, as a rule, by an increase in pressure. From the mixing chamber, the flow enters the diffuser, where the further increase in pressure occurs. The pressure of the mixed flow at the outlet of the diffuser is higher than the pressure of the injected flow entering the receiving chamber.

Increasing the pressure of the blown flow without direct expenditure of mechanical energy is the main and fundamental quality of jet devices. Due to this quality, the use of jet devices in many branches of technology are allowed for simpler and more reliable technical solutions compared to the use of mechanical superchargers, such as compressors, pumps, blowers, fans, etc.

The simplicity of the connection schemes of inkjet devices to various installations, the exceptional simplicity of their design and ease of manufacturing have ensured the widespread use of these devices in technology.

At the Siberian Chemical Plant, jet devices are used, where it is impossible or unprofitable to use vacuum pumps, for example, on purge lines after multicyclones or filters, at a radiochemical plant for pumping chemical sampling lines, at an isotope separation plant, when sampling air inside workshops, as well as in steam-ejection refrigeration units and as ventilation pipes of nuclear power plants etc.

The advantages of using inkjet devices are:

- Low cost and simple design;
- The possibility of obtaining high pressures without direct expenditure of mechanical energy;
- Ability to work with aggressive environments;
- Reliable operation and long service life.

However, inkjet devices also have disadvantages, including:

- Low efficiency compared to mechanical pumps and fans;
- Changing the geometry of the nozzle and other elements can lead to significant changes in the parameters of the workflow;
- It is possible to destroy the material, which the elements of the device are made of, when working with aggressive media.

In general, jet machines are important elements of technical installations, and they are used in many industries and scientific research, where the creation of high pressures or work with aggressive media is required.

## PROBLEMS

At the moment, the complex gas and condensate processing plant is operating at the optimal mode for both modules, but there is a need to process a larger volume of gas and produce additional technical propane-butane. In the cold season, it is possible to work on the maximum possible gas volume for TDKA according to the passport, but in the rest of the year, volumes have to be reduced in order to improve gas processing and achieve quality indicators, according to STO Gazprom 089–2010.

The existing technological scheme of the UKPGiK involves the utilization of weathering gas (GW) from the UDSK module to the suction of the gas compressor station (GCS) machines. Such a solution helps to process gas completely and avoid flaring. However, the use of such a scheme makes it impossible at the moment to use TO1 heat exchanger for additional cooling of high-pressure gas from GCS using the energy of natural gas produced at a separate pad, which is received at the gas intake and reduction unit (GPRG), what is very relevant in the warm season. If this apparatus is put into operation and natural gas is supplied not to the GTP unit, but to the suction of the gas compressor station, this will lead to the burning of almost the entire part of the gas and an increase in the load on the engines and compressors of the GPU. In this case, the solution is to reduce the produced gas, which will lead to losses in oil production and the volume of technical propane-butane produced.

To solve this problem, it is proposed to introduce a gas jet apparatus into the GTU module, which will make it possible to unload approximately one GPA and replace the pumped volume of gas with throttled natural gas from the TO1 heat exchanger. This will increase the total volume of gas processed by the plant and additionally cool and dry the gas in TO1 and separator C40.3. Such a solution, in addition to increasing the hydrocarbon recovery factor from the gas, will also reduce the drops and the possibility of hydrate formation in T1, T2 and TO3, which affects favorably the methanol consumption in the direction of its reduction.

In cold seasons, when the ambient temperature allows sufficient cooling of the gas from the gas compressor station in the air cooler (ACO), it is possible to deactivate TO1 and redirect this gas to the UKPGiK unit directly. Such a decision will increase the total volume of gas processing and increase the production of PBT without losing the quality of treatment.

The gas ejector was chosen for a particular reason, since this design makes it possible to implement the tasks set, namely, to mix low-pressure gas into high-pressure one. It is also possible to implement this idea with the help of a compressor, but this solution, in comparison with the ejector, has more disadvantages.

According to the given parameters, a piston-type GPU is suitable for the use, since only such a compressor can press gas with such a pressure difference. A piston-type GPU will occupy a rather large volume. In addition, it is necessary to consider all the auxiliary systems for the operation of the compressor, the raw materials, maintenance personnel, and how it will work. The ejector, on the other hand, is devoid of such shortcomings, is compact, reliable and does not have such a large number of moving parts and elements, in comparison with the compressor. Moreover, the ejector does not require frequent maintenance and does not consume fuel. Moreover, the gas temperature does not change significantly and does not require additional cooling systems, since the ejector itself additionally cools the gas due to the adiabatic acceleration of the flow.

## POSSIBLE LOCATIONS OF INTEGRATION OF THE GAS EJECTOR

Let's consider possible locations for installing a gas ejector in the existing GTU scheme. Here there is a list of options in a comparative table, and an analysis is conducted in order to determine the most suitable location.

Appendix 1 shows the possible options on the mnemonic diagram of the GTU of the UKPGiK.

Table 30. Comparative analysis of ejector installation locations

№	Installation location	High pressure gas parameters	Analysis
1	In front of ABO40.1	P=92÷98 MPa T=25÷50 °C	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ High pressure, which will increase the ejection coefficient</li> <li>+ Lowering the temperature of the generalized gas mixture</li> <li>– Increased hydrate formation in AVO, TO1 and T1, T2/TO3</li> <li>– Lowering the pressure to TDKA will lead to a loss of expander speed and an increase in the separation temperature</li> <li>– The operation of the TDKA and devices outside the passport characteristics in terms of gas consumption</li> <li>– Growth in the load on the GCS</li> </ul>
2	Between ABO40.1 and C40.2	P=90÷96 MPa T=10÷30 °C	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ High pressure, which will increase the ejection coefficient</li> <li>+ Lowering the temperature of the generalized gas mixture</li> <li>+ Separation of condensed liquid</li> <li>+ Reducing the possibility of hydrate formation in T1, T2 / TO3</li> <li>– Lowering the pressure to TDKA will lead to a loss of expander speed and an increase in the separation temperature</li> <li>– The operation of the TDKA and devices outside the passport characteristics in terms of gas consumption</li> <li>– Growth in the load on the GCS</li> </ul>
3	Between C40.2 and TO1	P=90÷96 MPa T=10÷30 °C	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ High pressure, which will increase the ejection coefficient</li> <li>+ Lowering the temperature of the generalized gas mixture</li> <li>– Increased hydrate formation in TO1 and T1, T2/TO3</li> <li>– Lowering the pressure to TDKA will lead to a loss of expander speed and an increase in the separation temperature</li> <li>– The operation of the TDKA and devices outside the passport characteristics in terms of gas consumption</li> <li>– Growth in the load on the GCS</li> </ul>
4	Between TO1 and C40.3	P=90÷96 MPa T=5÷25 °C	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ High pressure, which will increase the ejection coefficient</li> <li>+ Lowering the temperature of the generalized gas mixture</li> <li>– Increased hydrate formation in T1, T2/TO3</li> <li>– Lowering the pressure to TDKA will lead to a loss of expander speed and an increase in the separation temperature</li> </ul>



			<ul style="list-style-type: none"> <li>– The operation of the TDKA and devices outside the passport characteristics in terms of gas consumption</li> <li>– Growth in the load on the GCS</li> </ul>
5	Between C40.2/C40.3 and T1	<p>P=90÷96 MPa T=5÷25 °C</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ High pressure, which will increase the ejection coefficient</li> <li>+ Lowering the temperature of the generalized gas mixture</li> <li>– Increase in the possibility of hydrate formation in T1, T2/TO3</li> <li>– Lowering the pressure to TDKA will lead to a loss of expander speed and an increase in the separation temperature</li> <li>– The operation of the TDKA and devices outside the passport characteristics in terms of gas consumption</li> <li>– Growth in the load on the GCS</li> </ul>
6	Between T1 and T2/TO3	<p>P=90÷92 MPa T=5÷15 °C</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ High pressure, which will increase the ejection coefficient</li> <li>+ Lowering the temperature of the generalized gas mixture</li> <li>– Increase in the possibility of hydrate formation in T1, T2/TO3</li> <li>– Lowering the pressure to TDKA will lead to a loss of expander speed and an increase in the separation temperature</li> <li>– The operation of the TDKA and devices outside the passport characteristics in terms of gas consumption</li> <li>– Growth in the load on the GCS</li> </ul>
7	Between T2 / TO3 and C1 / PU	<p>P=90÷92 MPa T= –10 ÷ +5 °C</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ High pressure, which will increase the ejection coefficient</li> <li>+ Separation of condensed liquid</li> <li>– Temperature increase of the generalized gas mixture</li> <li>– Lowering the pressure to TDKA will lead to a loss of expander speed and an increase in the separation temperature</li> <li>– The operation of the TDKA and devices outside the passport characteristics in terms of gas consumption</li> <li>– Growth in the load on the GCS</li> </ul>
8	Between C1/PU and TDA	<p>P=88÷91 MPa T= –10 ÷ +5 °C</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ High pressure, which will increase the ejection coefficient</li> <li>– Temperature increase of the generalized gas mixture</li> <li>– An increase in the possibility of hydrate formation in the cavity of the expander impeller</li> <li>– Lowering the pressure to TDKA will lead to a loss of expander speed and an increase in the separation temperature</li> <li>– The operation of the TDKA and devices outside the passport characteristics in terms of gas consumption</li> <li>– Growth in the load on the GCS</li> </ul>
9	Between TDA and C2	<p>P=60÷65 MPa T= –25 ÷ –15 °C</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Separation of condensed liquid</li> <li>– Lower ejection coefficient</li> <li>– Temperature increase of the generalized gas mixture</li> </ul>
10	Between C2 and T2	<p>P=60÷65 MPa T= – 25 ÷ –15 °C</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ An increase in the temperature of the generalized gas mixture</li> <li>– Deterioration of gas drying parameters</li> <li>– Worse gas cooling in tr. space T2</li> <li>– Lower ejection coefficient</li> </ul>

11	Between T2 and TDKA	P=60÷65 MPa T= - 5 ÷ +1 °C	+ An increase in the temperature of the generalized gas mixture – Deterioration of gas drying parameters – Lower ejection coefficient – Probability of hydrate formation in the TDKA cavity and pipeline
12	Between TDKA and PIRG	P=75÷80 MPa T=15÷18 °C	+ High pressure, which will increase the ejection coefficient + Lowering the temperature of the generalized gas mixture – Deterioration of gas drying parameters – Increase in the possibility of hydrate formation in MT
13	After PIRG	P=75÷80 MPa T=15÷18 °C	+ Lowering the temperature of the generalized gas mixture – There is no possibility of commercial accounting of gas (flow rate and dew point measurement) – Deterioration of gas drying parameters – Increase in the possibility of hydrate formation in MT

Based on the table above, the most advantageous location for installation is the installation of an ejector after the TDA in front of C2. Due to this option, it is possible to operate the TDKA and heat exchangers in passport values, the load on the engine of the gas compressor station will remain unchanged. Also, such a scheme will allow avoiding additional consumption of methanol to combat hydrate formation in heat exchangers and a turboexpander and keep the current pressure drop unchanged. Maintaining pressure in front of the expander will allow developing the required number of shaft revolutions and achieving the required degree of gas cooling to reach the dew point according to STO Gazprom 089–2010. At the same time, with an increase in the total volume of pumped and treated gas, the volume of NC and the load on the UDSC as a whole will increase, which is also economically beneficial. Temperature control during low-temperature separation is monitored by the temperature in C2, which can be controlled using TDCA, despite the changes associated with the introduction of an ejector installation.

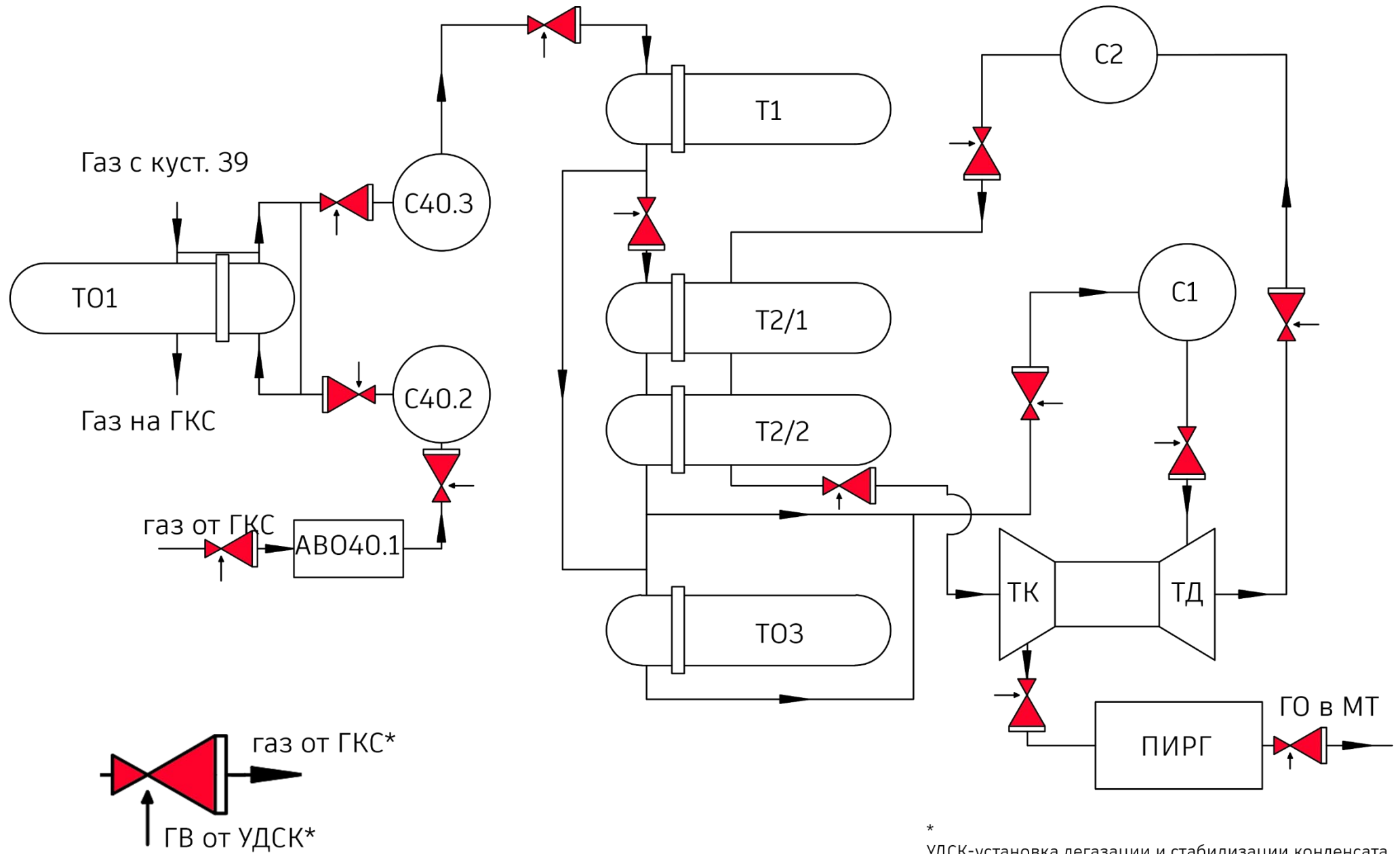
## **CONCLUSION**

This section of the final qualification work in English describes the problems considered and solved in the work. The location of equipment installation has also been analyzed. Literary and patent review on the subject of the thesis has been fulfilled as well.

## REFERENCES

1. Aguilera R.F. The role of natural gas in a low carbon Asia Pacific, *Appl. Energy* 113 (2014) 1795–1800.
2. Alferov V.I., Baguirov L.A., Feygin V., Arbatov A., Imaev S., Dmitriev L., Rezunenko V.I. US Patent, 6,372,019, April 16 (2003).
3. Betting M., Epsom H.D. Supersonic separator gains market acceptance, *World Oil* 254 (2007) 197–200.
4. Betting M., Van Holten T., Tjeenk Willink C.A. US Patent, 6,513,345, April 2 (2003).
5. Sforza P.M., Castrogiovanni A., Voland R. Coal-derived syngas purification and hydrogen separation in a supersonic swirl tube, *Appl. Therm. Eng.*
6. Sun W.J., Cao X.W., Yang W., Jin X.T. CFD modeling on nonequilibrium condensation process of H<sub>2</sub>S in CH<sub>4</sub>-H<sub>2</sub>S mixture expansion through supersonic nozzles, *Fuel Process. Technol.* 170 (2018) 53–63.
7. Wen C., Cao X.W., Yang Y., Li W. An unconventional supersonic liquefied technology for natural gas, *Energy Educ. Sci. Technol. Part A Energy Sci. Res.* 30 (2012) 651–660.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ВАРИАНТЫ РАЗМЕЩЕНИЯ ЭЖЕКТОРА.



\*  
 УДСК-установка дегазации и стабилизации конденсата  
 ГКС - газокompрессорная станция  
 ГВ - газ выветривания

### ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ФИНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ РАСПОЛОЖЕНИЯ ЭЖЕКТОРА.

