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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки – 18.04.01 Химическая технология
Кафедра химической технологии топлива и химической кибернетики

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ вариантов реконструкции установки комплексной подготовки газа

УДК 665.62

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДМ4Б	Тулина Наталья Леонидовна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ХТТ и ХК	Ушева Наталья Викторовна	К.х.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

От предприятия ОАО «ТомскНИПИнефть»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Главный специалист ОКП и ТЭАП	Полтавский Денис Александрович			

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры МЕН	Криницына Зоя Васильевна	К.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭБЖ	Чулков Николай Александрович	К.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ХТТ и ХК	Юрьев Егор Михайлович	К.т.н.		

Томск – 2016 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП 18.04.01

Код результата	**Результат обучения (выпускник должен быть готов)**
Профессиональные компетенции	
Р1	Применять *глубокие* естественно-научные, математические и инженерные *знания* для создания *новых* материалов
Р2	Применять *глубокие знания* в области современных технологий химического производства для решения *междисциплинарных* инженерных задач
Р3	Ставить и решать *инновационные* задачи *инженерного анализа*, связанные с созданием материалов и изделий, с использованием системного анализа и моделирования объектов и процессов химической технологии
Р4	Разрабатывать химико-технологические процессы, *проектировать* и использовать *новое* оборудование для создания материалов, конкурентоспособных на *мировом* рынке
Р5	Проводить теоретические и экспериментальные *исследования* в области создания *новых* материалов, современных химических технологий, нанотехнологий
Р6	Внедрять, *эксплуатировать* современные высокотехнологичные линии автоматизированного производства, обеспечивать их *высокую эффективность*, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на химическом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды
Универсальные компетенции	
Р7	Использовать *глубокие знания* по *проектному менеджменту* для ведения *инновационной* инженерной деятельности с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности
Р8	*Активно* владеть *иностранным языком* на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности
Р9	Эффективно работать индивидуально, в качестве *члена и руководителя группы*, состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность *следовать корпоративной культуре* организации
Р10	Демонстрировать *глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов* инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах *устойчивого развития*
Р11	*Самостоятельно учиться* и непрерывно *повышать квалификацию* в течение всего периода профессиональной деятельности

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) – 18.04.01 Химическая технология
Кафедра технологии топлива и химической кибернетики

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой
_____ _____ Юрьев Е.М.
(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
2ДМ4Б	Тулиной Наталье Леонидовне

Тема работы:

Анализ вариантов реконструкции установки комплексной подготовки газа	
Утверждена приказом проректора-директора ИПР Дмитриева А.Ю.	от 09.03.2016 №1750/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	27.05.2016 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект проектирования – действующая установка комплексной подготовки газа (УКПГ). Производительность установки по пластовому газу – 6,5 млн. $м^3$/сут. Режим работы УКПГ – непрерывный, круглосуточный, 350 дней в году. Сырье – пластовый газ (газоконденсатная смесь). Качество газа на выходе УКПГ должно соответствовать требованиям СТО Газпром 089-2010, качество конденсата – требованиям ГОСТ 54389-2011. Давление СОГ на выходе УКПГ должно быть равным 7,5 МПа, температура СОГ – не выше плюс 7,4 °С в летний период и не выше плюс 4,9 °С – в зимний. Подготовка конденсата осуществляется до требований по давлению насыщенных паров не более 93,7 кПа.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Аналитический обзор по литературным источникам технологий и оборудования для промысловой подготовки природного газа и конденсата и утилизации газов выветривания и дегазации. Разработка вариантов реконструкции УКПГ. Разработка вариантов утилизации газов выветривания и дегазации. Анализ полученных результатов, выводы и рекомендации.
Перечень графического материала	Технологическая схема УКПГ и вариантов ее реконструкции – 1 лист; рекомендованный для реконструкции вариант технологической схемы УКПГ и варианты утилизации газов выветривания и дегазации – 1 лист.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
3 Расчеты и аналитика	Полтавский Денис Александрович, главный специалист ОКП и ТЭАП ОАО «ТомскНИПИнефть»
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Криницына Зоя Васильевна, к.т.н., доцент кафедры менеджмента
5 Социальная ответственность	Чулков Николай Александрович, к.т.н., доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности
Раздел на английском языке	Сыскина Анна Александровна, к.ф.н., доцент кафедры иностранных языков

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

1 Обзор литературы 1.1 Характеристика природного газа и продуктов его переработки 1.4 Обзор оборудования для промысловой подготовки газа	1 Review of the literature 1.1 Characterization of natural gas and its products 1.4 Review of equipment for gas processing

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	09.03.2016 г.

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ХТТ и ХК	Ушева Наталья Викторовна	К.х.н.		09.03.2016 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДМ4Б	Тулина Наталья Леонидовна		09.03.2016 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 110 страниц, 16 рисунков, 27 таблиц, 71 источник и 10 приложений.

Ключевые слова: природный газ, газовый конденсат, низкотемпературная сепарация, математическое моделирование, турбодетандер, компрессоры, эжекторы.

Объектом исследования является действующая установка комплексной подготовки газа (УКПГ).

Цель работы – разработка и анализ вариантов реконструкции действующей УКПГ путем численного моделирования с использованием программы «Petro-SIM Express» с целью обеспечения получения сухого отбензиненного газа (СОГ), соответствующего новым условиям сдачи продукции, а также разработка способов утилизации газов выветривания и дегазации.

В процессе исследования проводилось математическое моделирование фактического режима работы действующей установки, вариантов ее реконструкции и их сравнительный анализ. Кроме того, были разработаны варианты утилизации газов выветривания и дегазации, позволяющие повысить эффективность выбранного к реализации варианта реконструкции УКПГ.

В результате исследования была разработана расчетная модель рекомендуемого к реконструкции варианта УКПГ с учетом устройств для утилизации газов и, соответственно, найден оптимальный технологический режим работы установки.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: производительность УКПГ по СОГ до реконструкции составляла 5378 тыс. м^3/сут., после реконструкции – 5851 тыс. м^3/сут.

Степень внедрения: реальная, так как решения по реконструкции разрабатывались для конкретной действующей установки. Проектируемая

технология представляет интерес для организаций, занимающихся добычей и промысловой подготовкой природного газа и конденсата.

Экономическая эффективность/значимость работы: предложенные решения по утилизации позволяют снизить объем сжигаемых на факеле газов в 2-3 раза и повысить выход товарного продукта (СОГ) на 9-10 %, по сравнению с фактическим режимом. Благодаря этому можно быстрее окупить затраты на реконструкцию.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ГПЗ – газоперерабатывающий завод

ДКС – дожимная компрессорная станция

ДНП – давление насыщенных паров

ДЭГ – диэтиленгликоль

НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых

НТК – низкотемпературная конденсация

НТС – низкотемпературная сепарация

ПО – программное обеспечение

ПРМ – природные радиоактивные материалы

СОГ – сухой отбензиненный газ

СТО – стандарт организации

ТДА – турбодетандерный агрегат

ТЗ – техническое задание

ТМС – технологическая моделирующая система

ТТР – температура точки росы

ТЭГ – триэтиленгликоль

УВ – углеводороды

УЗГ – узел замера газа

УКПГ – установка комплексной подготовки газа

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Введение	10
1	Обзор литературы	11
	1.1 Характеристика природного газа и продуктов его переработки	11
	1.1.1 Состав природного газа	11
	1.1.2 Технические характеристики продуктов	13
	1.2 Обзор процессов промысловой подготовки газа	14
	1.2.1 Низкотемпературная сепарация	15
	1.2.2 Низкотемпературная конденсация	18
	1.2.3 Абсорбционный метод	18
	1.2.4 Адсорбционный метод	19
	1.3 Способы утилизации газов выветривания и дегазации	21
	1.4 Обзор оборудования для промысловой подготовки газа	24
	1.4.1 Сепарационное оборудование	24
	1.4.2 Теплообменные аппараты	26
	1.4.3 Компрессоры	28
	1.4.4 Эжекторы	30
	1.4.5 Турбодетандеры	32
2	Объект и методы исследования	35
	2.1 Описание объекта исследования	35
	2.2 Описание технологической схемы действующей УКПГ при текущем (фактическом) режиме эксплуатации	35
	2.3 Постановка задачи и перечень исходных данных	39
	2.4 Метод исследования	41
3	Расчеты и аналитика	43
	3.1 Разработка модели фактического режима работы установки	43
	3.2 Варианты работы УКПГ в перспективном периоде	43
	3.2.1 Вариант №1	46
	3.2.2 Вариант №2	46
	3.2.3 Вариант №3	47
	3.2.4 Вариант №4	47
	3.3 Сравнительный анализ вариантов реконструкции	52
	3.4 Утилизация газов выветривания и дегазации	56
	3.4.1 Вариант «Компримирование»	60
	3.4.2 Вариант «Турбодетандер»	60
	3.5 Сравнительный анализ вариантов утилизации газов	61

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 64
4.1 Предпроектный анализ 64
4.2 Инициация проекта 69
4.3 Планирование управления научно-техническим проектом 71
4.4 Бюджет научного исследования 72
4.5 Организационная структура проекта 76
4.6 Реестр рисков проекта 77
4.7 Оценка сравнительной эффективности исследования 77
5 Социальная ответственность 84
5.1 Производственная безопасность 85
5.1.1 Анализ вредных факторов производственной среды 85
5.1.2 Анализ опасных факторов производственной среды 89
5.2 Охрана окружающей среды 94
5.2.1 Защита селитебной и других зон окружающей среды 94
5.2.2 Анализ воздействия объекта на атмосферу 95
5.2.3 Анализ воздействия объекта на гидросферу 95
5.2.4 Анализ воздействия объекта на литосферу 96
5.3 Защита в чрезвычайных ситуациях 97
5.4 Правовые вопросы обеспечения безопасности 98
Заключение 100
Список публикаций 101
Список использованных источников 104
Приложение А. Review of the literature 111
Приложение Б. Выгрузка из «Petro-SIM Express» схемы и материального баланса УКПГ по варианту «Турбодетандер» 125
Приложение В. SWOT-анализ 150
Приложение Г. Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации 151
Приложение Д. Контрольные события проекта 152
Приложение Е. Календарный план проекта 153
Приложение Ж. Реестр рисков проекта 155
Приложение И. Меры предосторожности и средства защиты при работе с вредными веществами 156
Приложение К. Технологические выбросы в атмосферу 157
Приложение Л. Виды отходов, образующихся при эксплуатации объекта, и направления их утилизации 159

ВВЕДЕНИЕ

Природный газ вошел в структуру мировой энергетики лишь во второй половине XX века, но стал наиболее динамично развивающимся первичным источником энергии. Огромные ресурсы природного газа позволяют рассматривать его в качестве одного из основных источников энергии и химического сырья в XXI веке [1].

При эксплуатации действующих установок промысловой подготовки газа и газового конденсата могут возникать технологические проблемы, обусловленные изменением требований к качеству и условиям сдачи товарной продукции. В связи с этим необходимо искать решения по оптимизации технологических режимов работы, разрабатывать варианты реконструкции эксплуатируемых установок комплексной подготовки газа (УКПГ). Для этих целей в настоящее время эффективно применяются универсальные моделирующие системы, такие как PRO-II, HYSYS, Petro-SIM Express и т.п.

Кроме того, одной из ключевых проблем, стоящих перед нефтегазовой отраслью, является повышение эффективности разработки месторождений и сокращение технологических потерь. Поэтому актуальной является задача подготовки и рационального использования факельных газов.

Целью данной работы является разработка и анализ вариантов реконструкции действующей УКПГ путем численного моделирования с использованием программы «Petro-SIM Express» с целью обеспечения получения сухого отбензиненного газа (СОГ), соответствующего новым условиям сдачи продукции. Для повышения эффективности работы установки были разработаны способы утилизации газов выветривания и дегазации для рекомендуемого варианта реконструкции УКПГ.

Исследование, проведенное в выпускной квалификационной работе, было выполнено на базе Национального исследовательского Томского политехнического университета и Томского научно-исследовательского и проектного института нефти и газа (ОАО «ТомскНИПИнефть»).

1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Газовая промышленность зародилась в начале 1900-х годов и до сих пор интенсивно развивается. Природный газ является высококачественным топливом и химическим сырьем, он играет большую роль в промышленном мире и становится важной статьей экспорта для разных стран.

1.1 Характеристика природного газа и продуктов его переработки

Подготовка природного газа к транспортировке и продаже включает в себя два основных процесса [2]:

1) отделение пластового газа от свободной жидкости (сырой нефти, рассола) и твердых частиц (песка);

2) очистку природного газа и выделившегося конденсата от примесей, с целью привести газ в соответствие с требованиями к продаваемому или закачиваемому в пласт газу, соблюдая при этом все экологические нормы.

Выбор, проектирование и эксплуатация процессов, необходимых для отделения газа от жидкости и примесей, в первую очередь зависят от свойств разделяемого потока.

1.1.1 Состав природного газа

В основном природный газ состоит из метана. При этом газ, добываемый из газовых пластов, может содержать небольшое количество тяжелых углеводородов, отделяющихся в виде жидкости, которую называют конденсатом. Природный газ, содержащий конденсат, называется влажным. Если конденсат не образуется при добыче газа на поверхность, газ считается сухим [2].

Для количественной оценки содержания жидкости в газовой смеси, промышленность использует термин «конденсатный фактор», который измеряется в граммах жидкости, получаемой из одного кубического метра газа (г/м^3). Термин обычно применяется к содержанию этана и более тяжелых компонентов (C_{2+}), но иногда используется и для пропана (C_{3+}). Фактический

объем конденсата, получаемого из газа, будет меньше, чем значение конденсатного фактора, так как полное восстановление этана и пропана нецелесообразно по двум причинам [3]:

1) Стоимость. Для извлечения конденсата требуются низкие температуры и высокая степень сжатия, что, как правило, делает восстановление более чем 90-95 % этана, 98 % пропана и 99 % бутанов неэкономичным.

2) Теплотворная способность газов. Если газ содержит негорючие разбавители (например, N_2 и CO_2), для получения требуемого значения нагрева газ должен содержать высшие углеводороды.

Термины «жирный» и «тощий» относятся к количеству присутствующих в газе углеводородов (C_{3+}). «Тощий» газ содержит, как правило, меньше 50 г/м^3, в то время как «жирный» газ может содержать более 150 г/м^3.

Часть тяжелых углеводородов можно извлечь при промысловой подготовке газа в виде потока жидкости (газового конденсата), который затем транспортируется на отдельную установку для фракционирования с целью получения товарной продукции.

К газам, всегда присутствующим в составе природного газа, относятся азот, гелий, аргон, водород и кислород.

Большинство природных газов содержит небольшое количество азота, и только немногие из них имеют 30 % (мол.) и более. Азот снижает теплоту сгорания газа, а так как при продаже природного газа важен показатель удельной теплоты сгорания топлива, то количество, содержащегося в товарном газе азота, должно быть небольшим. Удаление азота требует дорогостоящей криогенной обработки, поэтому слишком высокое содержание азота может сделать газ непригодным для переработки и продажи.

Гелий, кроме отсутствия теплотворной способности, не оказывает вредного эффекта на природный газ. В чистом виде является очень ценным продуктом.

Сероводород и диоксид углерода часто содержатся в природных газах и могут иметь очень большую концентрацию. Их также называют «кислыми газами», потому что они диссоциируют при растворении в воде с образованием кислых растворов. Сероводород очень токсичен и коррозионноопасен, углекислый газ также вызывает коррозию.

Природный газ, не содержащий сероводород, называется сладким, а «кислый» газ, наоборот, содержит сероводород. Как правило, «сладкий» газ содержит менее 4 промилле H_2S. Содержание сероводорода, допустимое в трубопроводном газе, составляет не более 7,0 мг/м^3 [4].

Большая часть добываемого газа содержит воду, которая должна быть удалена. Концентрация – в диапазоне от следовых количеств до насыщения. При высоком давлении и низкой температуре, природный газ и вода образуют твердые гидраты, способные закупоривать поточные линии.

Некоторые газы могут содержать следовые количества ртути – от 0,01 до 180 мкг/м^3. Так как ртуть может повредить алюминиевые паяные теплообменники, используемые в криогенных процессах, необходимо удаление ртути до концентрации 0,01 мкг/м^3 [5].

Природные радиоактивные материалы (ПРМ) также представляют проблему при переработке газа. Радиоактивный газ радон может присутствовать в газе газовых скважин на уровне от 1 до 1,450 пКи/л [6].

1.1.2 Технические характеристики продуктов

Цель промысловой подготовки природного газа – получение потоков, пригодных к транспортировке и/или последующей продаже. Основные продукты подготовки – природный газ и нестабильный конденсат или стабильный конденсат [2].

Типичные эксплуатационные характеристики природного газа, пригодного к транспортировке по трубопроводам, содержатся в СТО Газпром 089-2010 [4]. Наиболее важные – температура точки росы по воде, по углеводородам, теплотворная способность газа. Первые два критерия

обеспечивают защиту от закупоривания трубопровода и коррозии. Также требования регламентируют допустимое содержание углекислого газа, кислорода и серы. Следует отметить, что вода и сероводород должны быть удалены до очень низких концентраций.

Углеводородный конденсат, извлекаемый из природного газа, можно транспортировать сразу, без дальнейшей обработки, в нестабильном виде, или стабилизировать для того, чтобы получить безопасно транспортируемую жидкость (стабильный конденсат). Для нестабильного конденсата нет конкретных требований к качеству, кроме требований процесса. Для стабильного конденсата основная эксплуатационная характеристика – давление насыщенных паров (ДНП), так как продукт будет введен в трубопровод или транспортный сосуд, которые имеют определенные ограничения по давлению.

Жидкие продукты из природного газа получают путем фракционирования, это можно делать на промысле, но обычно фракционирование проводится на газоперерабатывающем заводе. Технические характеристики продукта, как правило, включают в себя требования к составу, давлению насыщенных паров, содержанию воды и серы.

1.2 Обзор процессов промысловой подготовки газа

Основным критерием выбора способа промысловой подготовки газа к транспорту по магистральным газопроводам является температура точки росы (ТТР) газа по воде и углеводородам, исключающая их конденсацию и выпадение в газопроводах.

Качественные показатели газов, подаваемых в магистральные газопроводы, определяются в соответствии с СТО Газпром 089-2010 и техническими условиями, разработанными на их основе [7].

Согласно данному документу, ТТР по воде для холодного макроклиматического района составляет минус 20 °С в зимний период и минус 14 °С в летний при абсолютном давлении 3,92 МПа. ТТР по

углеводородам – минус 10 °С в зимний период и минус 5 °С в летний при абсолютном давлении в диапазоне от 2,5 до 7,5 МПа [4, 8].

Транспортировка газа по газопроводу сопровождается изменением его давления и температуры, в результате чего возможно образование в системе жидкой фазы. Для предотвращения ее образования, необходимо отделить газ фракции C_{3+}.

В зависимости от требований к глубине переработки газа могут применяться различные технологии извлечения C_{3+}:

- низкотемпературная сепарация;
- низкотемпературная конденсация;
- абсорбция;
- адсорбция.

Для подготовки природного газа с большим содержанием азота и для извлечения гелия используются криогенные процессы. Кроме того, в последние годы активно развиваются мембранные технологии разделения газов.

Выбор технологии обработки газа определяется в первую очередь составом сырья, требуемой глубиной осушки, степенью извлечения целевых компонентов и обуславливает проведение в каждом конкретном случае всесторонних технико-экономических проработок [9].

1.2.1 Низкотемпературная сепарация природного газа

Технология низкотемпературной сепарации (НТС) достаточно хорошо изучена, широко применяется на практике и является экономически обоснованной [10, 11]. Основным критерием, определяющим режим работы промысловых установок НТС, является обеспечение надежности транспортировки газа путем глубокого извлечения конденсата [7].

Низкотемпературной сепарацией называют процесс извлечения жидких углеводородов из газов путем однократной конденсации при пониженных температурах с газогидромеханическим разделением равновесных газовой и жидкой фаз [1].

Температуру можно понизить за счет изоэнтальпийного или изоэнтропийного расширения газа. Изоэнтальпийное расширение газа осуществляется с использованием дроссельных устройств (эффект Джоуля-Томсона) (рис. 1.1), а изоэнтропийное – с применением турбодетандеров (рис.1.2).

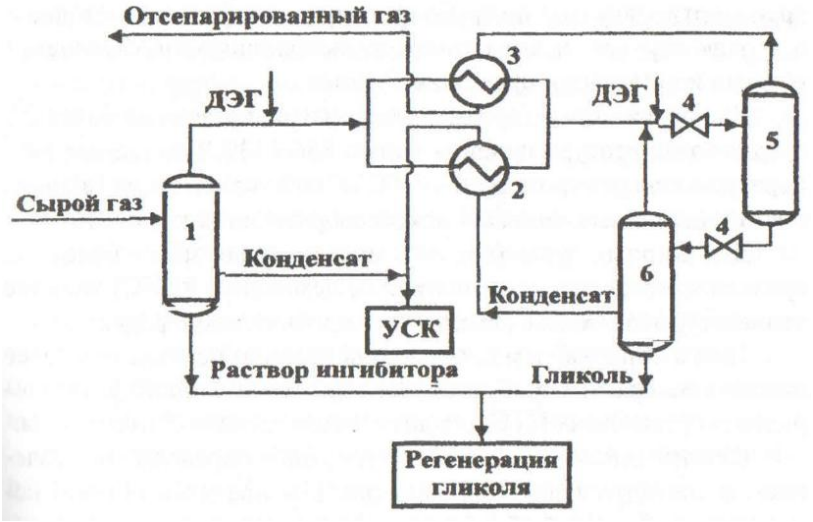

Рисунок 1.1 – Принципиальная схема установки НТС с дросселем:
1, 5, 6 – сепараторы; 2, 3 – рекуперативные теплообменники; 4 – дроссель [1]

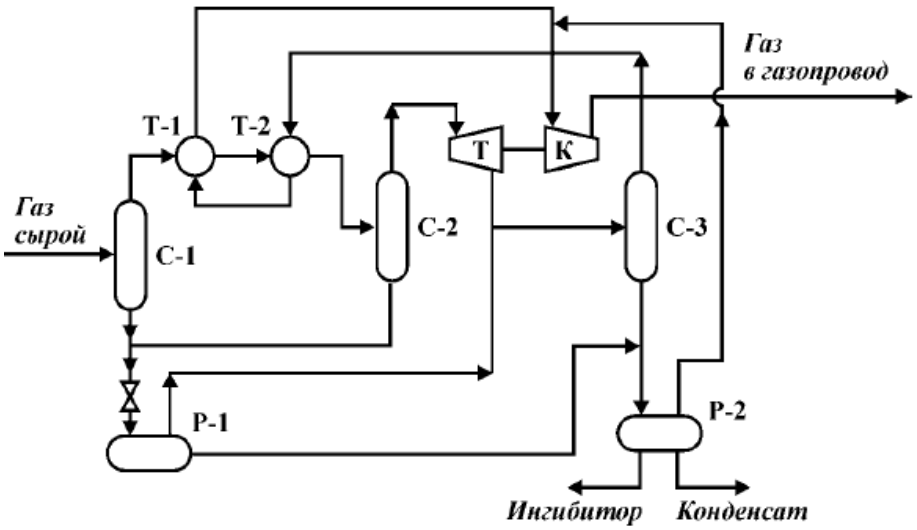

Рис. 1.2 – Схема установки НТС с турбодетандером:
С-1, С-2, С-3 – сепараторы; Т-1, Т-2 – теплообменники; Т – турбодетандер;
К – компрессор; Р-1, Р-2 – разделители жидкости [12]

Степень извлечения углеводородов в процессах НТС зависит от уровня температуры, достигаемой в процессе расширения сырьевого газа и

эффективности расширительного устройства. Так расширение газа с перепадом давления с 11 до 3,5 МПа (изб.) на дроссельном клапане приводит к снижению температуры в сепараторе, что дает извлечение углеводородов C_{3+} не более 70 %. Применение детандера при таком же перепаде давлений позволяет понизить температуру в низкотемпературном сепараторе и увеличить степень извлечения до 82 %.

НТС, основанная на дросселировании газа, может быть применена в течение ограниченного периода разработки месторождения. Кроме того, эффект НТС понижается по мере уменьшения содержания углеводородов C_{6+} в газе. Для продления срока эффективной эксплуатации установки НТС в период снижения давления газа на устьях скважин используют внешние источники холода, а также дожимные компрессорные станции [12].

Впервые метод НТС был апробирован в 1950 году в США. В отечественной практике был впервые реализован в 1959 году на промыслах Краснодарского края. Промышленное использование турбодетандеров в США началось уже в 1964 году, а в СССР испытания отечественных опытно-промышленных образцов турбодетандеров проходили в 70-х годах на Шебелинском, Вуктыльском, Уренгойском и Ямбургском месторождениях.

В настоящее время в стадии испытаний находятся отечественные турбодетандеры на магнитной подвеске (с использованием электромагнитных подшипников). Судя по зарубежному опыту, такое техническое решение значительно повышает эксплуатационную надежность детандеров и продлевает срок их службы [12].

Эффективность технологии НТС с ТДА зависит от надежности и эффективности работы турбохолодильного, теплообменного и сепарационного оборудования, поэтому на начальной стадии освоения новых технологий, оборудования и машин велика роль научной организации, которая осуществляет технологическое сопровождение эксплуатации [13, 14].

1.2.2 Низкотемпературная конденсация

Процесс низкотемпературной конденсации (НТК) газа можно охарактеризовать как процесс изобарного охлаждения (если пренебречь некоторой потерей давления при прохождении газа по трубопроводам и аппаратам технологической схемы) до температур, при которых при данном давлении появляется жидкая фаза.

В процессе НТК газа охлаждение продолжают лишь до заданной степени конденсации паровой фазы (исходного газа), которая определяется необходимой глубиной извлечения целевых компонентов из газа и достигается с помощью определенной (в зависимости от состава исходного газа и давления в системе) конечной температуры процесса охлаждения. Эта температура достигается путем подвода расчетного количества холода нужного потенциала.

Технологические схемы переработки газа по способу НТК могут классифицироваться по числу основных ступеней сепарации, виду источников холода, виду выпускаемого целевого продукта.

По виду источников холода схемы НТК можно разделить на схемы с внешним холодильным циклом, с внутренним холодильным циклом и с комбинированным холодильным циклом, в которых источниками холода являются и внешний, и внутренний холодильные циклы.

1.2.3 Абсорбционный метод

Абсорбция основана на способности абсорбентов поглощать из природного газа преимущественно тяжелые углеводороды и отдавать их при нагревании. В качестве поглотителя используют соляровое масло, керосин, лигроин и более тяжелые фракции добываемого конденсата, а также диэтиленгликоль и триэтиленгликоль.

В первой поглотительной колонне газ, двигающийся вверх, орошается стекающим по тарелкам абсорбентом, отдает ему тяжелые углеводороды и направляется по назначению, насыщенный абсорбент поступает через теплообменник в десорбер, где из него выпариваются тяжелые углеводороды.

Восстановленный абсорбент, отдавший тепло в теплообменниках и холодильниках, с помощью насоса возвращается в поглотительную колонну. Пары тяжелых углеводородов улавливаются в верхней части десорбера, конденсируются и направляются на дальнейшую переработку. Полностью автоматизированные абсорбционные установки обеспечивают достаточно полное извлечение конденсата из природного газа [7].

В настоящее время для абсорбционной осушки применяются в основном диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ). Установки абсорбционной осушки газа наиболее просты. Однако этот способ не обеспечивает «сухого» режима эксплуатации газопроводов. Это объясняется тем, что при осушке газ насыщается парами гликоля при более высоких температурах, чем температура, до которой он охлаждается при транспортировке. По этой причине даже при полном отсутствии уноса гликоля с осушенным газом в капельном виде в газопроводе произойдет конденсация паров гликоля. Количество образовавшейся жидкой фазы будет больше, чем сконденсировавшегося гликоля, что объясняется взаиморастворимостью компонентов системы и изменением ее равновесных условий [9].

Наличие отрицательной температуры окружающей среды в северных районах исключает возможность широкого использования метода абсорбционной осушки газа. Одна из основных причин – увеличение вязкости абсорбента при низких температурах.

Гликолевая осушка обеспечивает умеренные показатели точки росы по воде (до минус 30 °С). Наличие в составе газа тяжелых углеводородов C_{6+} ограничивает применение данной технологии из-за невозможности обеспечения требуемой ТТР по углеводородам. Это обстоятельство также является серьезным недостатком технологии гликолевой осушки газа.

1.2.4 Адсорбционный метод

Адсорбция основана на избирательном свойстве твердых пористых веществ (адсорбентов) поглощать жидкую фазу. С помощью адсорбционных

установок, кроме осушки газа улавливают конденсат углеводородов. В качестве адсорбентов используют активированный уголь, цеолиты (молекулярные сита), боксит, силикагель, алюмогель. Эти адсорбенты изготавливаются в виде шариков и гранул для уменьшения гидравлического сопротивления в слое, через который пропускается газ.

Адсорбционные методы обеспечивают глубокое извлечение тяжелых углеводородов, но, в то же время, имеют более высокую стоимость, так как периодически требуют замены адсорбента.

Одновременные адсорбционная осушка и отбензинивание являются наиболее оптимальным с экономической точки зрения способом подготовки природного газа высокого давления, когда требуется низкая температура точки росы. Данный способ обеспечивает высококачественную подготовку газа к транспорту на большие расстояния при приемлемых затратах, исключает подачу в газопровод неосушенного газа, что возможно при гликолевой осушке. В отличие от установок НТС, эффективность работы которых падает по мере снижения конденсатного фактора сырого газа, адсорбционные установки эффективны для осушки и отбензинивания природного газа с содержанием углеводородов C_{6+} от 0,5 до 7,5 г/м^3. Адсорбционная технология осушки является безотходным экологически чистым процессом, исключающим загрязнение окружающей среды. В нем отсутствует эмиссия ароматических углеводородов в атмосферу при регенерации осушителя, а также попадание их в газопровод вместе с осушителем, что характерно для процесса гликолевой осушки газа [7].

Существует мнение, что адсорбционный процесс подготовки газа к переработке является металлоемким и дорогостоящим по сравнению с абсорбционным, который широко применяется на промыслах. Однако более высокая степень извлечения влаги из газа и отсутствие паров абсорбентов в осушенном газе, которые могут конденсироваться в трубопроводах обвязки и аппаратах в процессе охлаждения газа (не говоря уже об уносе), делают этот

процесс надежным, стимулируют его совершенствование и широкое применение при заводской переработке газов.

Целесообразность применения того или иного адсорбента для осушки и очистки природного газа зависит от многих факторов и определяется производительностью установки, составом газа, концентрацией углеводородов C_{6+}, сернистых соединений и других примесей, требованиями потребителя к очищенному газу.

Кроме этого, процесс адсорбционной осушки и очистки по сравнению с другими технологиями подготовки газа менее чувствителен к возможным сезонным скачкам потребления газа и к изменению параметров сырьевого газа, таким как температура и давление.

1.3 Способы утилизации газов выветривания и дегазации

Одной из ключевых проблем, стоящих перед нефтегазовой отраслью, является повышение эффективности систем разработки месторождений и сокращение технологических потерь. Поэтому актуальной является задача подготовки и рационального использования факельных газов.

Объемы газов выветривания и дегазации, сжигаемые на факельной установке, относятся к безвозвратным технологическим потерям. На их выход можно влиять, изменяя технологические параметры процесса ступенчатой дегазации. Важно отметить, что при снижении температуры НТС количество газов дегазации и выветривания резко возрастает за счет конденсации части легких углеводородов.

Традиционно низконапорные газы утилизируют путем их возвращения в технологический цикл, используя компрессоры [12, 15] или эжекторы [16].

Схема с компримированием неоднократно применялась для рекуперации газов выветривания. Компрессоры используются, когда необходимо подать газ из системы с низким давлением в систему высокого давления. В маломощных установках, особенно используемых для компримирования газа из резервуаров для хранения, часто применяют

компрессоры ротационного, винтового и лопастного типов [17]. Компрессоры обычно имеют общую степень повышения давления в диапазоне 5-20.

Недостатком данного метода утилизации газа дегазации является то, что для надежной эксплуатации компрессоров необходим высококвалифицированный обслуживающий персонал [12, 16].

Возможным способом эффективного использования низконапорного газа может быть его эжектирование. При этом возвращение газа дегазации в основной газовый поток происходит без дополнительных энергетических затрат, в рамках классической технологии НТС. Утилизация достигается заменой дросселирующего устройства на эжектор типа газ-газ [12].

Широкий диапазон применения эжекторов обусловливается простотой конструкции, относительно низкой стоимостью изготовления (в сравнении с механическими компрессорами), высокой надежностью в эксплуатации и рядом других положительных моментов [12].

Принципиальная схема установки НТС с эжектором в варианте трехступенчатой сепарации показана на рис. 1.3.

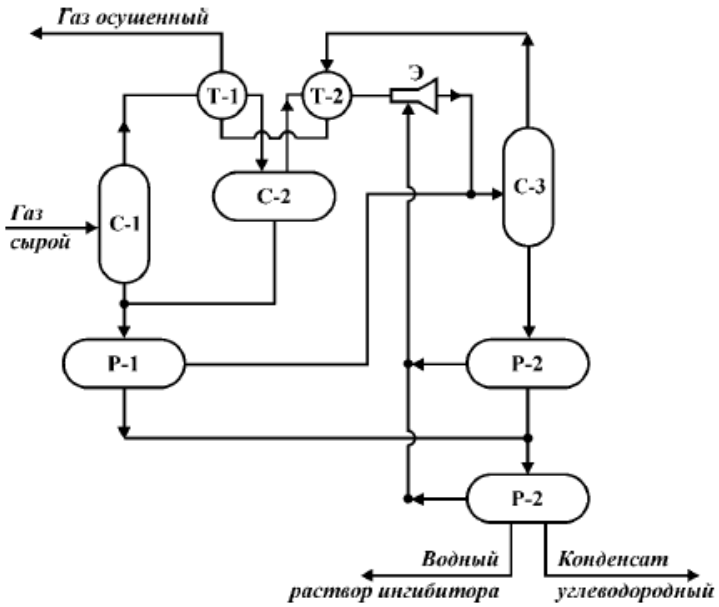

Рисунок 1.3 – Схема установки НТС с эжектором: С-1, С-2, С-3 – сепараторы; Т-1, Т-2 – теплообменники, Э – эжектор типа газ-газ; Р-1, Р-2, Р-3 – разделители жидкости [12]

Впервые технология НТС с эжектором реализована на Вуктыльском газоконденсатном месторождении, имеется многолетний опыт применения эжекторов на Уренгойском месторождении.

Некоторые опыты применения данной технологии были неудачными. Объяснялось это несовершенством методики расчета эжекторов, недостаточным учетом реальных свойств природного газа, который привел к существенному отличию фактических параметров работы эжекторов от расчетных. Кроме того, для обеспечения продолжительной и устойчивой их работы необходимо располагать значительным свободным перепадом давлений [12].

Эжекторы отличаются относительно низкими требованиями к обслуживанию и высокой эксплуатационной надежностью за счет отсутствия движущихся частей [18, 19]. Но их большим недостатком является то, что эжекторное оборудование крайне чувствительно к изменению состава, расхода активного и пассивного потоков, характеризуется рисками нестабильной работы в случае отступления от расчетного режима.

Компримированный низконапорный газ также может подаваться в детандерную часть турбодетандерного агрегата (ТДА). Достоинством ТДА является гибкость работы, он может быть легко адаптирован к широкому изменению давления и состава потоков [13, 20]. Также имеется достаточно широкий опыт внедрения ТДА на различных месторождениях (Шебелинское, Вуктыльское, Уренгойское, Ямбургское, Бованенковское и др.). Благодаря изоэнтропийному расширению газа обеспечивается более высокое качество подготовки СОГ.

Недостатком является высокая цена оборудования и потребность в высококвалифицированном персонале для его обслуживания.

Из всех применимых технологий наибольший интерес представляют установки с использованием расширения газа в турбодетандере, так как возможно эффективное получение низких температур при относительно небольших перепадах давления.

1.4 Обзор оборудования для промысловой подготовки газа

1.4.1 Сепарационное оборудование

Для физического отделения газа от жидкостей и твердых частиц используется три механизма – инерция, гравитационное осаждение и коалесценция.

Работа сепаратора может быть основана на одном или нескольких из этих принципов действия, но для успешного разделения фазы должны быть «несмешивающимися» и иметь разные плотности.

Сепараторы обычно характеризуются вертикальной или горизонтальной ориентацией. Они могут быть дополнительно классифицированы как двухфазные (газ-жидкость) или трехфазные (газ-жидкость-жидкость) [20].

Независимо от формы, сепарационные сосуды, как правило, содержат четыре основных секции плюс необходимые элементы управления. На рисунке 1.4 приведены схемы горизонтального и вертикального сепараторов с указанием секций.

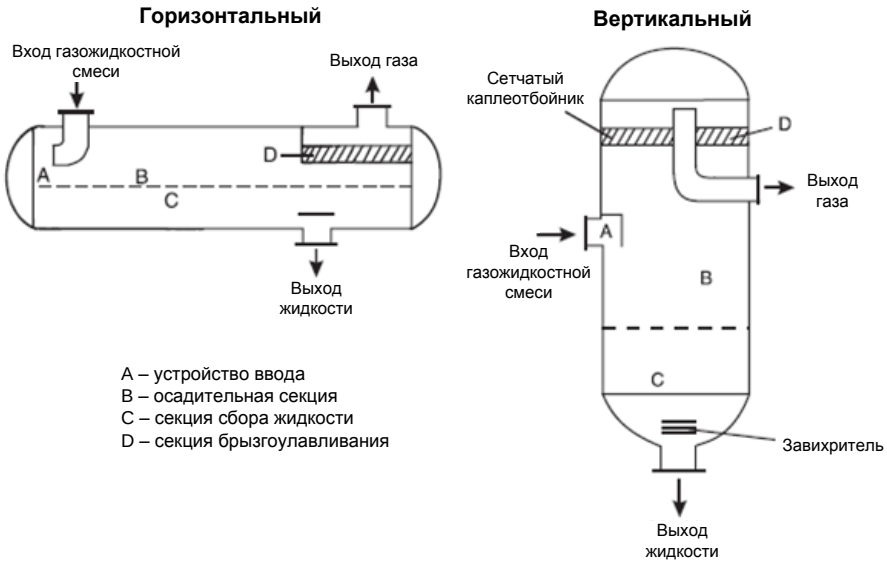

Рисунок 1.4 – Газожидкостные сепараторы

Устройство ввода (A) используется для уменьшения инерции потока на входе, первичного разделения большей части газожидкостной смеси, а также для повышения распределения потока газа. Существуют различные разновидности устройств ввода.

Осадительная секция (B) предназначена для использования силы тяжести (гравитации) для отделения капель жидкости из газовой фазы, для предварительной обработки газа перед его окончательной доочисткой в брызгоуловителе. Она состоит из части сосуда, через который газ движется при относительно низкой скорости с невысокой турбулентностью. В некоторых горизонтальных конструкциях, для уменьшения турбулентности используются выпрямленные лопасти. Они действуют, как капельные коагуляторы, таким образом, уменьшая необходимые для удаления капель из газового потока габариты секции [20].

Секция для сбора жидкости (C) действует в качестве приемника для всей жидкости, удаленной из газа на входе в сепаратор, в осадительной секции и брызгоуловителе. При двухфазной сепарации в этой секции жидкость удерживается в течение определенного промежутка времени (время удерживания) для обеспечения ее дегазации. При трехфазной сепарации жидкость также удерживается с целью отделения капель воды от более легкой углеводородной фазы и наоборот.

В зависимости от входных характеристик потока, секция должна иметь достаточный объем для сбора входящих потоков жидкости или для отделения пробок, чтобы «сгладить» поток, подаваемый на последующее оборудование и процессы. Для эффективной дегазации может потребоваться горизонтальный сепаратор, в то время как для разделения эмульсии – более высокая температура, использование электростатических полей и/или добавление деэмульгатора. Для улучшения отделения углеводородной жидкости от воды иногда используются коалесцентные пакеты, хотя их использование нежелательно в случаях, когда возможна закупорка, например парафинистыми отложениями, песком и т.п.

Секция брызгоулавливания (D) использует специальные устройства, которые могут состоять из проволочной сетки, ряда лопаток или циклонных трубок. В этой секции из газа удаляются очень маленькие капли жидкости за

счет их соударений на поверхности, где они слипаются в более крупные капли или жидкие пленки, что позволяет отделить их от газовой фазы.

Вертикальные сепараторы обычно используют при большом соотношении газ-жидкость или когда общие объемы газа невелики. Горизонтальные сепараторы наиболее эффективны при больших объемах жидкости. Их применение также предпочтительно при трехфазном разделении. Горизонтальные сепараторы имеют определенные преимущества при гравитационном разделении, так как капли жидкости или пузырьки газа движутся перпендикулярно к объемной фазовой скорости, а не непосредственно против нее, как в вертикальном потоке, что делает разделение более легким.

1.4.2 Теплообменные аппараты

Большинство теплообменников, использующихся при промысловой подготовке и переработке газа, работают на уровне температуры окружающей среды, а также и при более высоких температурах. Обычно используют кожухотрубчатые теплообменники. Они хорошо подходят для работы с загрязненными средами и именно поэтому широко используются при промысловой подготовке газа. Кожухотрубчатые теплообменники относительно недороги и просты в обслуживании, так как при необходимости трубный пучок можно снять для очистки или замены [3]. Для чистых незагрязненных потоков, как например, в теплообменниках «газ-газ», рекомендуется использовать компактные пластинчатые теплообменники.

Кожухотрубчатым теплообменникам посвящено большое количество литературы, поэтому здесь они не описываются. В этом разделе кратко рассматриваются два вида, паяные алюминиевые пластинчато-ребристые теплообменники и пластинчатые теплообменники с вытравленными каналами, которые обычно используются при переработке газа за рубежом.

1.4.2.1 Пластинчато-ребристые теплообменники

Паяные алюминиевые пластинчато-ребристые теплообменники широко используются для криогенных процессов, начиная с 1950-х годов. В отличие от кожухотрубчатых, эти теплообменников состоят из каналов, образованных волнообразно прессованным (ребристым) тонким листом алюминия, зажатым между двумя алюминиевыми пластинами. Вид каждого слоя с торца напоминает гофрированный картон. Каналы могут быть прямыми или иметь гофрированную или решетчатую форму для того, чтобы прервать прямой путь потока.

Преимущества пластинчатых теплообменников [3]:

• Малый вес.

• Отличная механическая прочность при низких температурах (используется при температурах жидкого гелия (минус 268 °С)). Может работать при давлениях до 9,7 МПа.

• Большая площадь поверхности теплообмена. Может быть в шесть раз больше поверхности теплообмена кожухотрубчатого теплообменника.

• Сложные конфигурации потока. Можно обрабатывать более десяти впускных потоков с противотоком, прямотоком и смешанным движением потоков.

• Узкий температурный интервал – 1,7 °С для однофазных жидкостей (6-9 °С для кожухотрубчатых теплообменников) и 2,8 °С для двухфазных систем.

Недостатки и ограничения теплообменников:

• Моноблочная конструкция. Ремонт может быть более дорогостоящим и трудоемким, по сравнению с кожухотрубчатыми теплообменниками.

• Максимальная рабочая температура – около 85 °С, хотя специальные конструкции могут работать при температурах до 205 °С.

• Узкие каналы. Более восприимчивы к закупорке, поэтому необходимы тонкие сетчатые экраны для защиты от твердых частиц. Компоненты, склонные к замерзанию (вода, CO_2, бензол и п-ксилол), должны быть в достаточно низких

концентрациях, чтобы избежать закупорки. Теплообменники трудно чистить, если происходит засорение.

• Ограниченное применение, только для жидкостей, не вызывающих коррозию алюминия. Кислые газы (CO_2 и H_2S) не будут вызывать коррозию при отсутствии свободной воды.

• Чувствительность к загрязнению ртутью. Взаимодействие ртути с алюминием разрушает механическую прочность.

• Чувствительность к тепловому удару.

1.4.2.2 Пластинчатые теплообменники с вытравленными каналами

Другой тип теплообменника – пластинчатые теплообменники с вытравленными каналами (PCHE-теплообменники) – используется при работе с чистыми, незагрязненными средами [3]. Эта технология относительно новая, была коммерциализирована в 1980-х годах, но в настоящий момент в эксплуатации находятся уже сотни единиц PCHE-теплообменников [21]. Подобно строению электронных печатных плат, на пластинах вытравлены теплообменные проходы, а сами пластины соединены между собой посредством диффузионной сварки. В отличие от паяных алюминиевых теплообменников, они прочны, в зависимости от конструкционных материалов, пригодны для работы при высоких температурах и давлениях, также могут работать со сложными схемами, включающими много потоков. Размеры проходов для теплоносителей находятся в диапазоне от «микроканалов» (менее 200 мкм) до «миниканалов» (3 мм), что обеспечивает большую площадь поверхности теплообмена.

Пластинчатые теплообменники с вытравленными каналами непригодны для использования при промысловой подготовке газа, так как их теплообменные проходы очень узкие и склонны к засорению.

1.4.3 Компрессоры

Компримирование (сжатие) используется во всех аспектах газопереработки, таких как газлифт, добыча газа, выделение гелия, конденсата,

передача и распределение газа, закачка в пласт для поддержания давления, хранение газа и сжижение для транспортировки.

По способу эксплуатации компрессоры делятся на различные типы. В газовой отрасли наиболее распространены компрессоры поршневые, центробежные, лопастного и винтового типа.

Поршневые компрессоры широко используются в промышленности, благодаря гибкости пропускной способности и широкому диапазону давления нагнетания.

Компрессоры со скользящими лопастями применяются только при низких давлениях (до 1 МПа), малых расходах потоков (от 85 до 5900 $м^3$/ч) и чистых газах. Их преимущества – низкая стоимость, высокая степень сжатия и общая эффективность, высокая объемная эффективность, благодаря низкому скольжению и относительно небольшим эксплуатационным расходам. Они часто используются для улавливания паров из резервуаров хранения.

Ротационные винтовые компрессоры используются для компримирования воздуха, рекуперации паров и даже в холодильных установках. Там, где возможно удовлетворительно выполнить разделение жидкости и газа, использование роторно-винтовых компрессоров очень привлекательно. Ротационные винтовые компрессоры являются относительно недавними и перспективными «новинками» на месторождениях [20].

Центробежные компрессоры широко используются на химических и нефтеперерабатывающих заводах, а также при добыче природного газа. Их можно использовать при выпускных давлениях, достигающих 69 МПа, что превышает возможности поршневых компрессоров. Однако центробежные компрессоры имеют определенно меньший предел скорости потока из-за ограниченного диапазона возможных физических размеров крыльчаток.

Каждому компрессору требуется источник энергии, первичный двигатель или привод. Наиболее распространенными являются паровые турбины, электродвигатели, газовые турбины и газовые двигатели. Иногда используются дизельные двигатели, но в основном в качестве аварийных.

1.4.4 Эжекторы

Эжектор представляет собой струйный насос. Его работа основана на принципе Бернулли.

Эжектор работает путем преобразования энергии давления движущейся текучей среды в кинетическую энергию (скорость) при ее протекании через относительно небольшое сужающееся-расширяющееся сопло (см. рис. 1.5).

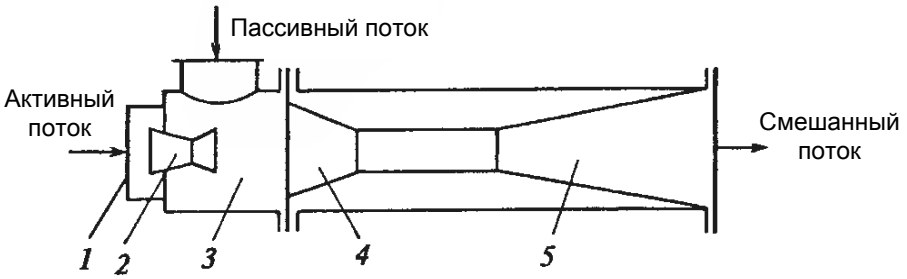

Рисунок 1.5 – Принципиальная схема эжектора: 1 – приемная камера; 2 – сопло; 3 – камера смешения; 4 – сужающаяся часть канала; 5 – диффузор

Повышенная скорость движущейся текучей среды (активный поток) вызывает соответствующее снижение давления, создающее всасывание в смесительную камеру, в которую втягивается технологическая жидкость (пассивный поток). Технологическая текучая среда смешивается с захватывающим ее потоком движущей текучей среды. Затем смешанный поток проходит через сужающийся-расширяющийся диффузор, где скорость преобразуется обратно в энергию давления. Результирующее давление на выходе превышает давление всасывания эжектора [20].

Эжекторы могут использовать много различных типов движущей среды, воздух и пар – наиболее распространенные. Для того чтобы избежать загрязнения и других проблем, важно выбрать движущую текучую среду, совместимую с технологической жидкостью. Эжекторы – одни из немногих типов компрессоров, которые относительно устойчивы к жидкой фазе, содержащейся во всасываемом газе.

Исторически сложилось так, эжекторы в основном используются для создания вакуума. Для достижения глубоких уровней вакуума их можно

установить последовательно. Кроме того, газовые эжекторы можно применять для утилизации отходов или излишков газа с целью сокращения выбросов при одновременном сохранении энергии [22].

Преимущества:

- увеличивается объем продукции за счет утилизации отходов;
- можно снизить объем налога, уплачиваемого за сжигание газа.

Кроме того, эжекторное оборудование имеет и другие области применения. Газовые эжекторы могут использоваться для извлечения низконапорных газов существующих скважин, для улавливания газа, испаряющегося из резервуаров хранения.

Эжекторы не так эффективны, как большинство видов механических компрессоров, но имеют преимущество в простоте устройства и отсутствии подвижных частей. Благодаря этому эжекторы – очень надежное оборудование, требующее минимальных затрат на техническое обслуживание. Капитальные затраты относительно низкие по сравнению с другими технологиями.

Преимущества использования эжекторов по сравнению с механическими компрессорами [22]:

- экологическая безопасность (отсутствие выбросов);
- минимальное «вторжение» в существующие производственные операции;
- малый вес и компактные размеры аппарата;
- надежная, безопасная работа;
- простое управление с использованием стандартных методов;
- образование жидкой пробки не наносит вреда оборудованию;
- низкий уровень шума.

Риски при использовании эжекторного оборудования: для обеспечения надежной работы требуется стабильное давление всасывания, в некоторых случаях его можно обеспечить с помощью потока циркулирующего газа. При изменении расхода потока факельного газа, давление всасывания, создаваемое газовым эжектором, также будет меняться, поэтому их нужно контролировать.

1.4.5 Турбодетандеры

Использование турбодетандеров на газоперерабатывающих заводах началось в начале шестидесятых годов. К 1970 году большинство новых ГПЗ, занимающихся извлечением этана и пропана, были спроектированы таким образом, чтобы задействовать преимущества, появляющиеся при выполнении детандером полезной работы. В газовой промышленности продолжается тенденция более широкого использования турбодетандеров [20].

Турбодетандер используют в технологическом цикле, если выполняется одно или несколько из следующих условий:

1) свободный перепад давления в газовом потоке;

2) газ «тощий»;

3) требуется высокая степень восстановления этана;

4) установка должна быть компактной;

5) большие расходы на коммунальные услуги;

6) гибкость работы (т.е. легкая адаптация к широкому изменению давления и продуктов).

Есть несколько дополнительных факторов, которые влияют на окончательный процесс отбора, помимо перечисленных выше. Но если два или более из указанных выше условий выполняются, тогда, как правило, выбор процесса детандирования будет самым лучшим решением.

Турбодетандер восстанавливает полезную работу от расширения газового потока. Процесс можно считать изоэнтропийным при идеальных условиях, но при реальных условиях производится меньшее количество работы, чем должно было бы быть теоретически. В процессе работы, детандер снижает температуру потока, что может привести к его частичному сжижению.

Производством турбодетандеров занимается несколько компаний, и подробная информация о конструкции аппаратов есть только у этих поставщиков.

Из различных типов общеизвестных конструкций турбин, радиальная конструкция реактивной турбины наиболее часто применяется в турбодетандерах, использующихся в криогенных процессах переработки природного газа. Эти блоки работают при широком диапазоне входных давлений потока, благодаря использованию различных входных направляющих лопаток. Они работают при очень высоких скоростях вращения, поэтому это сложное вращающееся оборудование требует большого внимания при проектировании и эксплуатации.

Наиболее распространенная конфигурация – это турбодетандер-компрессор, где мощность детандера используется для сжатия газа. В этом случае колесо компрессора работает на том же валу, что и детандер. Также рекуперируемая энергия применяется в детандерах-насосах и детандер-генераторных установках с приводами. Приводы обычно используют для уменьшения скорости детандера до той, которая требуется ведомому устройству. Поскольку рекуперация мощности и эффект охлаждения – главные преимущества применения детандера, то для повышения его эффективности жертвуют скоростью вращения. Это обычно приводит к компромиссу между конечной конструкцией компрессора и снижением его КПД. Обычные показатели эффективности для блоков радиального типа – 75-85 % для детандера и 65-80 % для компрессора [20].

Ниже представлен перечень факторов, на которые при установке турбодетандеров необходимо обратить большое внимание. Этот список далеко не полон, но его важно учитывать при проектировании блока турбодетандера для криогенных процессов:

1) Поток газа на входе в детандер не должен содержать жидкость и твердые частицы. Жидкость отделяют в сепараторе высокого давления, для удаления твердых частиц обычно используют экран из тонкой сетки. Рекомендуется контролировать перепад давления на этом экране, так как его увеличение говорит о формировании твердых частиц (льда, двуокиси углерода, аминов, тяжелых масел).

2) Поток газа на входе должен быть чистым, сухим, не содержащим соединений серы и иметь давление, удовлетворяющее требованиям системы.

3) Как правило, на входе в детандер необходимо быстрое закрытие запорно-регулирующего клапана. При выборе клапана этого типа и привода к нему необходимо учитывать условия пуска, эксплуатации и остановки.

4) Наличие приборов обнаружения вибрации полезно, но не обязательно. Их применение обычно предлагается разработчиком или продавцом оборудования в качестве опции.

5) Нагрузка системы трубопроводов на фланцы должна находиться в заданных пределах для того, чтобы избежать повреждения корпуса, выражающегося в проблемах с подшипником или трением колеса.

6) Из-за механического резонанса возможны отказы в работе турбодетандеров. Даже если производитель, чтобы избежать этой проблемы, будет прилагать свои усилия на стадии производства, на заводе при работе может возникнуть нежелательный резонанс. Данную проблему необходимо решать совместно с производителем, возможно, это повлечет за собой изменение конструкции колес, подшипников, лопастей или диффузора и т.п.

Установка турбодетандер-компрессорного блока, как любое другое промышленное вращающееся оборудование, требует правильного проектирования системы смазки, приборов и т.п. Турбодетандер-компрессор обычно устанавливают без специальных антипомпажных приборов для компрессорной части установки.

2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Описание объекта исследования

Объектом исследования в данной работе является действующая установка комплексной подготовки газа (УКПГ).

Подготовка газа на установке осуществляется методом низкотемпературной сепарации с дросселированием для обеспечения разделения пластового газа (газоконденсатной смеси, поступающей от кустов скважин) на осушенный газ (СОГ) и стабильный конденсат (стабилизация конденсата производится по технологии ступенчатого разгазирования). Качество газа на выходе с УКПГ соответствует требованиям СТО Газпром 089-2010, качество конденсата – требованиям ГОСТ 54389-2011.

В настоящее время максимальная производительность установки по пластовому газу составляет 6,520 млн. $м^3$/сут., по СОГ – 5,314 млн. $м^3$/сут., по стабильному газовому конденсату – 2392 т/сут.

Подготовленный газ с УКПГ поступает в газотранспортную систему, а стабильный конденсат вывозится автомобильными цистернами для дальнейшей погрузки и транспортировки по железной дороге.

Режим работы УКПГ – непрерывный, круглосуточный, 350 дней в году.

2.2 Описание технологической схемы действующей УКПГ при текущем (фактическом) режиме эксплуатации

Технологическая схема объекта исследования – УКПГ – с основными параметрами работы установки, рассчитанными путем моделирования, представлена на рисунке 2.1.

Газоконденсатная смесь из входного манифольда под давлением 9,0 МПа с температурой газоконденсатной смеси плюс 25 °С поступает в сепаратор первой ступени С-01, где происходит первичная сепарация – отделение газа от жидкости под действием гравитации.

Далее газ направляется в вертикальный сепаратор ГС-01 мультициклонного типа, где происходит эффективное отделение газа от

капельной жидкости. Сосуды С-01 и ГС-01 выполнены в виде блока, при этом уровень жидкости в ГС-01 не предусмотрен: жидкость из сепаратора ГС-01 возвращается в сепаратор С-01 самотёком. Газ из сепаратора первой ступени (С-01 и ГС-01) поступает в первый теплообменник Т-01 А/В «газ-газ», где он проходит через трубную часть и охлаждается в противотоке с холодным осушенным газом до температуры плюс 3 °С, что приводит к дальнейшему выпадению капельной жидкости. Перед теплообменником Т-01 А/В для предотвращения гидратообразования предусмотрена подача метанола.

Из Т-01 А/В охлаждённая газоконденсатная смесь поступает в сепаратор второй ступени С-1, где происходит отделение газа от жидкости под действием силы гравитации и центробежной силы в мультициклонах.

Далее поток газа из С-1, охлаждённый в противотоке с холодным осушенным газом в теплообменнике Т-1 до температуры минус 10÷15 °С (перед теплообменником Т-1 также предусмотрена подача метанола), дросселируется клапаном FCV-1201 до давления 5,8 МПа. Дроссельный клапан FCV-1201 расположен на линии газа перед низкотемпературным сепаратором и снижает давление потока газа, тем самым уменьшая температуру благодаря эффекту Джоуля-Томпсона.

После дроссельного клапана газоконденсатная смесь при температуре минус 25 °С с давлением 5,8 МПа поступает в низкотемпературный сепаратор С-2, где происходит окончательное отделение капельной жидкости, которая сконденсировалась в результате снижения температуры в теплообменнике Т-1 и снижения давления после клапана FCV-1201. Холодный осушенный газ возвращается в теплообменники Т-1 и Т-01, а затем через узел замера газа поступает в газотранспортную систему.

Отсепарированная жидкая фаза (газовый конденсат, метанольная вода и механические примеси) из сепараторов первой и второй ступени С-01 и С-1 через клапаны регулирования уровня поступает в разделительную ёмкость конденсата Р-01, которая работает под давлением 5,9 МПа и где происходит отделение газа от жидкости под воздействием понижения давления и

гравитационного отстоя. Из С-2 жидкость через клапан регулирования уровня, на котором давление снижается до 1,2÷1,5 МПа, поступает в теплообменник Т-2, где нагревается в противотоке с газом, поступающим из разделительной ёмкости конденсата Р-01. Далее жидкость поступает в выветриватель В-1.

Перед теплообменником Т-2, для предотвращения гидратообразования в трубном пространстве, предусмотрена подача метанола.

Из Р-01 газ дегазации проходит через Т-2 и поступает в низкотемпературный сепаратор С-2. Жидкость из Р-01 поступает в сосуд В-1 через клапан регулирования уровня.

Давление в В-1 составляет 1,0 МПа. Газ дегазации сбрасывается из В-1 через клапан контроля давления на факел высокого давления. Жидкость из В-1 через клапан контроля уровня поступает в систему стабилизации конденсата, где давление снижается до 0,3 МПа.

В теплообменнике Т-3 нестабильный конденсат после В-1 нагревается горячим стабильным конденсатом перед дальнейшим нагревом горячей водой в теплообменнике Т-4 для достижения необходимой величины давления насыщенных паров. Легкие фракции, образующиеся при нагревании конденсата до 52 °С, далее сепарируются в сосудах-дегазаторах Д-1, Д-2, Д-3, где Д-1, Д-2 – дегазаторы первой ступени, Д-3 – дегазатор второй ступени.

Жидкость из дегазатора Д-3 поступает на насосы перекачки конденсата Р-131/А,В,С, далее в Т-3, где она охлаждается перед направлением в резервуары для хранения конденсата Р-1, Р-2 до температуры 22 °С. Газ дегазации направляется на факел низкого давления для сжигания.

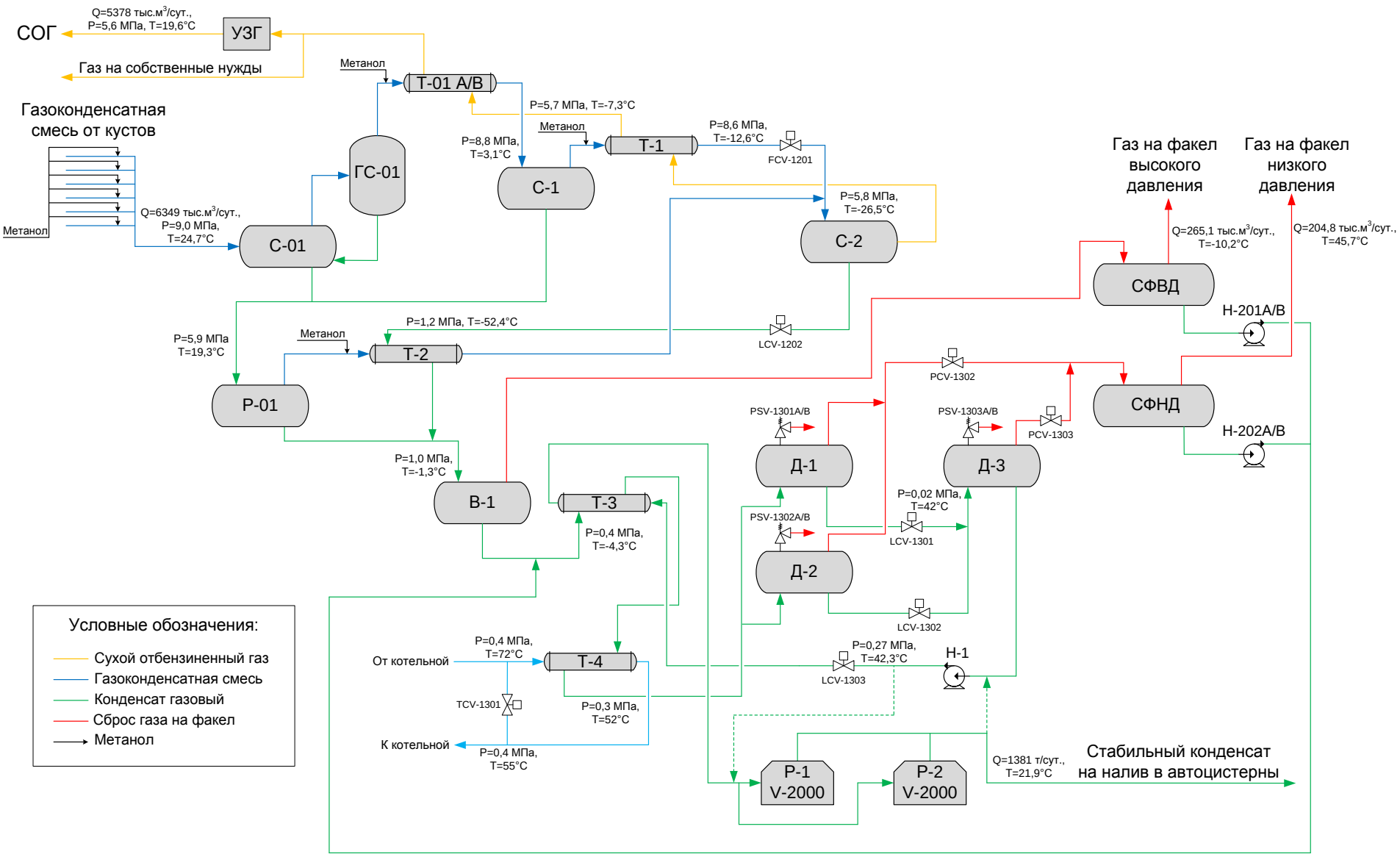

Рис. 2.1 – Схема фактического режима работы действующей УКПГ

2.3 Постановка задачи и перечень исходных данных

На действующей установке комплексной подготовки газа в связи с изменением точки сдачи продукции (промыслового газопровода) произошло изменение условий сдачи СОГ (температуры, давления), которое повлекло за собой необходимость реконструкции УКПГ.

Давление в новой точке сдачи должно быть не ниже 7,5 МПа, а температура СОГ на выходе из УКПГ должна составлять не выше плюс 7,4 °С в летний период и не выше плюс 4,9 °С – в зимний. Условия сдачи стабильного конденсата не изменяются – подготовка конденсата осуществляется до требований по давлению насыщенных паров не более 93,7 кПа (700 мм рт. ст.), согласно примечанию к ГОСТ 54389-2011 [23].

Кроме того, изменяются условия на входе в установку: повышается давление (изб.) пластового газа на входе в УКПГ – 12,0 МПа вместо 9,0 МПа, и температура – 30 °С вместо 25 °С.

Что касается компонентного состава пластового газа, он изменился незначительно, стал более легким, увеличилось содержание метана, но уменьшился процент содержания более тяжелых компонентов (см. табл. 2.2).

Перечень исходных данных, компонентный состав пластового газа и свойства псевдокомпонентов, необходимые для расчета режимов работы УКПГ, представлены в таблицах 2.1-2.3.

Таблица 2.1 – Перечень исходных данных

Параметр	Фактический период работы	Перспективный период работы
Производительность УКПГ по пластовому газу, млн. $м^3$/сут.	6,5	6,5
Давление пластового газа на входе в УКПГ (изб.), МПа	Не более 9,0	Не более 12,0
Температура пластового газа на входе в УКПГ, °С	25	30
Давление СОГ на выходе УКПГ, МПа	5,6	7,5

Параметр	Фактический период работы	Перспективный период работы
Температура СОГ на выходе УКПГ, °С: - зимний режим; - летний режим	Не более 20-25	 Не более 4,9 Не более 7,4
Требования к ДНП конденсата на выходе УКПГ, кПа (мм рт. ст.)	93,7 (700)	
Требования к качеству СОГ на выходе УКПГ	Согласно СТО Газпром 089-2010	
Унос жидкости вместе с газом из существующих аппаратов	С-01 (ГС-01): до 15 г/м^3; С-1: до 0,054 г/м^3; С-2: до 0,0215 г/м^3.	

Таблица 2.2 – Компонентный состав пластового газа на входе УКПГ

Компонент	Состав газа, % (мол.)	
	Фактический период работы	Перспективный период работы
Азот	0,09	0,09
Диоксид углерода	0,66	0,66
Метан	83,95	84,20
Этан	5,38	5,39
Пропан	3,58	3,57
Изобутан	0,93	0,93
Бутан	1,19	1,19
Изопентан	0,46	0,46
Пентан	0,41	0,40
Гексан	0,52	0,50
C_{7+}	1,85	1,77
C_{12+}	0,82	0,73
C_{19+}	0,16	0,12

Таблица 2.3 – Свойства псевдокомпонентов

Параметр	Псевдокомпонент		
	C_{7+}	C_{12+}	C_{19+}
Молярная масса	118,533	191,323	330,376
Температура кипения, °С	129,63	248,41	423,58
Плотность, кг/м^3	744,06	811,13	892,35
Критическая температура, К	590,277	697,056	851,7145
Критическое давление, атм	29,059	18,574	11,214
Критический объем, м^3/кмоль	0,4741	0,7582	1,2952
Ацентрический фактор	0,3814	0,6238	1,0282

Необходимо с помощью моделирующей программы разработать варианты реконструкции установки, обеспечивающие получение сухого отбензиненного газа, соответствующего новым условиям сдачи продукции.

Требования к разрабатываемым вариантам реконструкции УКПГ:

- технология подготовки СОГ и стабильного конденсата не должна изменяться;

- должно быть по максимуму использовано имеющееся оборудование;

- необходимо по возможности не использовать дорогостоящее оборудование или оборудование, требующее специального исполнения.

2.4 Метод исследования

Разработка современных технологических процессов переработки природного углеводородного сырья и оптимальная эксплуатация действующих производств невозможна без применения метода математического моделирования и моделирующих программ, имеющих высокую точность описания параметров технологических процессов. Такие модельные исследования имеют огромное значение не только для проектирования, но для функционирования существующих производств, так как позволяют учесть влияние внешних факторов (изменение состава сырья, требований к продуктам и т.д.) на показатели действующих производств [24].

Для этих целей в настоящее время эффективно применяются технологические моделирующие системы (ТМС), базирующиеся на физико-химических основах процессов и методе математического моделирования с учетом накопленного опыта эксплуатации технологии промысловой подготовки газа и газового конденсата – такие как универсальные моделирующие системы (PRO-II, HYSYS, Petro-SIM Express и т.п.), которые используются в основном для проведения инжиниринговых (проектных) расчетов [25].

Основным недостатком этих моделирующих систем является отсутствие учета динамики изменения показателей работы установки в режиме реального времени. Для решения задач повышения эффективности действующего

производства экономически более выгодно и практически приемлемо применение специализированных технологических моделирующих систем, которые могут адаптироваться к исследуемым процессам и отражать специфику технологии подготовки газов и газовых конденсатов, а также решать задачи проектирования новых реконструкций действующих процессов и технологий [26, 27].

Научные исследования по созданию моделирующих систем такого рода проводились на кафедре химической технологии топлива Национального исследовательского Томского политехнического университета [25, 26, 27, 28]. Данные ТМС находятся в стадии разработки и не получили широкого промышленного применения, поэтому для выполнения инженерных проектных расчетов проектные институты пользуются универсальными моделирующими программами.

Исследование, проведенное в выпускной квалификационной работе, было выполнено на базе Национально-исследовательского Томского политехнического университета и Томского научно-исследовательского и проектного института нефти и газа (ОАО «ТомскНИПИнефть»). В качестве инструмента моделирования применялась программа «Petro-SIM Express» версии 4.1.

Моделирующая программа «Petro-SIM Express» фирмы KBC была разработана на основе программного комплекса HYSYS, обладает совместимостью с ним, имеет сходный интерфейс. Обе моделирующие системы включают в себя набор моделей для расчета отдельных элементов технологических схем – процессов, обширную библиотеку компонентов, целый ряд термодинамических пакетов, включающих в себя различные методы расчета термодинамических свойств, таких как коэффициент фазового равновесия, энтальпия, энтропия, плотность, растворимость газов и твердых веществ в жидкостях и фугитивность паров [29, 30]. Наиболее часто для моделирования процессов добычи, транспортировки и переработки природного газа и нефти используется уравнение состояния Пенга-Робинсона.

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

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ДМ4Б	Тулиной Наталье Леонидовне

Институт	Институт природных ресурсов	**Кафедра**	Химической технологии топлива и химической кибернетики
Уровень образования	Магистр	**Направление/специальность**	Химическая технология

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:
1. *Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих*
2. *Нормы и нормативы расходования ресурсов*
3. *Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования*
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:
1. *Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ*
2. *Разработка устава научно-технического проекта*
3. *Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски*
4. *Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности*
Перечень графического материала:
1. *«Портрет» потребителя результатов НТИ* 2. *Оценка конкурентоспособности технических решений* 3. *Матрица SWOT* 4. *График проведения и бюджет НТИ* 5. *Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ* 6. *Потенциальные риски*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры МЕН	Криницына Зоя Васильевна	К.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДМ4Б	Тулина Наталья Леонидовна		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Природный газ – динамично развивающийся первичный источник энергии и химического сырья, который занимает важное место в структуре мировой энергетики. Газовая промышленность является важнейшей бюджетоформирующей отраслью экономики России.

Ввиду стратегической важности этого сырья, на рынке газовой промышленности функционируют в основном крупные вертикально-ориентированные компании с разветвленной структурой управления, имеющие сложную сеть дочерних предприятий.

Исследование, проведенное в выпускной квалификационной работе, было выполнено на базе проектного института по поручению заказчика – одним из дочерних предприятий по поручению другого дочернего предприятия.

4.1 Предпроектный анализ

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Результатом проведенной работы стала разработанная схема реконструкции действующей установки комплексной подготовки газа (УКПГ) – комплекса технологического оборудования и вспомогательных систем, обеспечивающих сбор и обработку природного газа и газового конденсата в соответствии с требованиями отраслевых и государственных стандартов.

Схема реконструкции УКПГ была разработана для конкретной действующей установки с целью достижения определенных технологических показателей качества газа перед его подачей в конкретный магистральный трубопровод. Поэтому ее нельзя использовать для всех без исключения УКПГ, даже для установок с такой же технологической схемой.

Товарной продукцией УКПГ является сухой отбензиненный газ (используется в качестве бытового и промышленного топлива) и газовый конденсат (сырье для газоперерабатывающих заводов). Подготовленный газ с УКПГ транспортируется по магистральным газовым трубопроводам, а

стабильный конденсат вывозится автомобильными цистернами для дальнейшей погрузки и транспортировки по железной дороге.

Для анализа потребителей продукции проектируемого производства необходимо рассмотреть целевой рынок.

В настоящее время на газовом рынке России существует несколько крупных производителей – ПАО «Газпром», ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «Новатэк». По данным Фонда национальной энергетической безопасности (ФНЭБ), на 2014 год доли продаж газопроизводителей на российском рынке выглядели следующим образом: 76 % у «Газпрома», 18 % у «Новатэка» и 6 % у «Роснефти» [31].

ПАО «Газпром» – крупнейшая газовая компания мира, является мировым лидером отрасли. «Газпром» располагает крупнейшей в мире газотранспортной системой (общая протяженность на территории России – 170,7 тыс. км). Ее основная часть входит в состав Единой системы газоснабжения (ЕСГ) России.

Структура продаж газа по группам потребителей представлена на рисунке 4.1.

Рисунок 4.1 – Структура продаж газа по группам потребителей в 2013 году [32]

«Газпром» предоставляет недискриминационный доступ к газопроводам независимым компаниям. В 2014 году услуги по транспортировке газа по

газотранспортной системе «Газпрома» на территории Российской Федерации были оказаны 24 компаниям, объем транспортировки составил 121,1 млрд. куб. м газа [32].

Согласно российскому закону об экспорте газа, «Газпрому» предоставлено исключительное право на экспорт газа по газопроводам. Независимые производители газа уже добились решения правительства о либерализации экспорта сжиженного природного газа (СПГ) и пытаются добиться разрешения на зарубежные поставки по трубопроводам [31].

Газ, добываемый «Газпромом», в соответствии с законами РФ и постановлениями Правительства РФ реализуется российским потребителям по регулируемым государством ценам [32].

Параметры изменения регулируемых оптовых цен на газ определяются Правительством Российской Федерации. Конкретные регулируемые оптовые цены на газ, дифференцированные по ценовым поясам с учетом удаленности потребителей от регионов добычи газа и категорий потребителей, утверждаются Федеральной службой по тарифам. Розничные цены на газ для населения устанавливаются администрациями субъектов Российской Федерации.

Начиная с 2006 года, Правительством Российской Федерации предпринимаются меры по развитию российского рынка газа в соответствии с рыночными принципами.

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходим для оценки сравнительной эффективности научной разработки и определения направлений для ее будущего повышения. Проведен он был с помощью оценочной карты (таблица 4.1).

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 5 – наиболее сильная позиция.

Таблица 4.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	**Вес крите-рия**	**Баллы**			**Конкуренто-способность**		
		$Б_ф$	$Б_{к1}$	$Б_{к2}$	$К_ф$	$К_{к1}$	$К_{к2}$
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Энергоэкономичность	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
2. Простота эксплуатации	0,1	3	5	4	0,3	0,5	0,4
3. Надежность процесса	0,1	5	4	3	0,5	0,4	0,3
4. Уровень шума	0,1	3	5	4	0,3	0,5	0,4
5. Безопасность процесса	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
6. Качество товарного продукта (СОГ)	0,1	5	4	3	0,5	0,4	0,3
Экономические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,1	5	4	2	0,5	0,4	0,2
2. Затраты на реконструкцию установки	0,1	3	5	4	0,3	0,5	0,4
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	5	4	5	0,5	0,4	0,5
4. Финансирование научной разработки	0,1	5	1	2	0,5	0,1	0,2
Итого	**1**				**4,4**	**4,1**	**3,6**

«ф» – НТС с ТДА; «к1» – НТС с дросселем; «к2» – НТС с эжектором

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \Sigma (B_i \cdot Б_i), \quad (4.1)$$

где К – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

$Б_i$ – балл *i*-го показателя.

Конкурентные преимущества разрабатываемой технологии – высокое качество производимого продукта, надежность и энергоэкономичность процесса. Данные качества разрабатываемой технологии способны заинтересовать предприятия, занимающиеся промысловой подготовкой природного газа, а товар высокого качества, производимый по проектируемой технологии, будет пользоваться спросом у покупателей.

4.1.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Результаты проведенного SWOT-анализа представлены в приложении В.

4.1.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации

Чтобы оценить степень готовности научной разработки к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения, была заполнена специальная форма, содержащая показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенций разработчика научного проекта (приложение Г).

По итоговой сумме баллов ($Б_{сум}$ = 45) было определено, что перспективность научно-технической разработки выше среднего. Для дальнейшего ее повышения необходимо привлечь в команду проекта высококвалифицированных специалистов для решения вопросов использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот.

4.1.5 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования

Применительно к проведенному исследованию, наиболее подходящим методом коммерциализации научной разработки является инжиниринг.

Инжиниринг как самостоятельный вид коммерческих операций предполагает предоставление на основе договора инжиниринга одной стороной, именуемой консультантом, другой стороне, именуемой заказчиком, комплекса или отдельных видов инженерно-технических услуг, связанных с проектированием, строительством и вводом объекта в эксплуатацию, с разработкой новых технологических процессов на предприятии заказчика,

усовершенствованием имеющихся производственных процессов вплоть до внедрения изделия в производство и даже сбыта продукции.

Такой выбор связан с тем, что расчетная модель варианта реконструкции была разработана для конкретной действующей установки с целью достижения определенных технологических показателей качества газа, и разработка является актуальной лишь для этой УКПГ. Поэтому такой метод коммерциализации является единственным подходящим в данном случае.

4.2 Инициация проекта

В рамках процессов инициации определяются изначальные цели и содержание проекта, фиксируются изначальные финансовые ресурсы, определяются внутренние и внешние заинтересованные стороны проекта. Данная информация закрепляется в Уставе проекта.

Устав проекта документирует бизнес-потребности, текущее понимание потребностей заказчика проекта, а также новый продукт, услугу или результат, который планируется создать.

4.2.1 Цели и результат проекта

Таблица 4.2 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	**Ожидания заинтересованных сторон**
Заказчик	Выполненный согласно ТЗ проект – разработанный путем моделирования в ПО «Petro-SIM» вариант реконструкции УКПГ, учитывающий утилизацию газов выветривания и дегазации.
Проектный институт	Выполнение проекта за плату.
Национальный исследовательский Томский политехнический университет	Сотрудничество с проектным институтом, развитие стратегических партнерских отношений для достижения общих экономических и стратегических целей.

Таблица 4.3 – Цели и результат проекта

Цели проекта:	Разработка вариантов реконструкции действующей УКПГ с помощью Petro-SIM с целью обеспечения получения сухого отбензиненного газа (СОГ), соответствующего новым условиям сдачи продукции.
Ожидаемые результаты проекта:	Разработанная расчетная модель оптимального режима эксплуатации УКПГ, обеспечивающего подготовку газа и газового конденсата до требуемых показателей по давлению, температуре, качеству подготовки.
Критерии приемки результата проекта:	Соответствие качества СОГ требованиям ТЗ, а также СТО Газпром 089-2010; соответствие качества конденсата ГОСТ 54389-2011.
Требования к результату проекта:	**Требование:**
	Температура СОГ на выходе из УКПГ – не выше плюс 7,4 °С в летний период и не выше плюс 4,9 °С – в зимний.
	Давление СОГ – не ниже 7,5 МПа.
	ДНП конденсата – не более 93,3 кПа.

4.2.2 Организационная структура проекта

Таблица 4.4 – Рабочая группа проекта

Роль в проекте	Функции	Трудозатраты, час
1. Заказчик проекта	Формирование целей проекта, ограничений проекта по срокам и затратам (бюджету). Осуществление укрупненного анализа проекта.	
2. Руководитель проекта (консультант от проектного института)	Осуществление детального планирования проекта, координирование деятельности участников проекта, контроль сроков выполнения работ по проекту, общение с заказчиком.	784
3. Руководитель проекта (магистерской диссертации)	Координирование деятельности участников проекта.	152
4. Исполнитель по проекту	Выполнение работ по проекту.	1384
ИТОГО		2320

4.2.3 Ограничения и допущения проекта

Ограничения проекта – это все факторы, которые могут послужить ограничением степени свободы участников команды проекта, а так же «границы проекта» – параметры проекта или его продукта, которые не будут реализованы в рамках данного проекта.

Таблица 4.5 – Ограничения проекта

Фактор	Ограничения/ допущения
1. Бюджет проекта	В целом неограничен
1.1. Источник финансирования	Заказчик
2. Сроки проекта:	Сентябрь 2015 – Май 2016
2.1. Дата утверждения плана управления проектом	Сентябрь 2015
2.2. Дата завершения проекта	Май 2016
3. Ограничения и допущения для разрабатываемых вариантов реконструкции	1) Технология подготовки СОГ и стабильного конденсата не должна изменяться. 2) Должно быть по максимуму использовано имеющееся на УКПГ оборудование. 3) По возможности не использовать дорогостоящее оборудование или оборудование, требующее специального исполнения.

4.3 Планирование управления научно-техническим проектом

Группа процессов планирования состоит из процессов, осуществляемых для определения общего содержания работ, уточнения целей и разработки последовательности действий, требуемых для достижения данных целей.

4.3.1 Иерархическая структура работ проекта

Иерархическая структура работ (ИСР) – детализация укрупненной структуры работ. В процессе создания ИСР структурируется и определяется содержание всего проекта.

Рисунок 4.2 – Иерархическая структура работ по проекту

4.3.2 Контрольные события проекта

Таблица контрольных событий проекта представлена в приложении Д.

4.3.3 План проекта

В рамках планирования научного проекта были построены календарный план и календарный план-график проекта (приложение Е).

4.4 Бюджет научного исследования (НТИ)

При планировании бюджета научного исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых расходов, необходимых для его выполнения. В процессе формирования бюджета затраты группируются по статьям, представленным в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Группировка затрат по статьям

Наименование статьи затрат	Сумма, руб.	Примечание
1. Затраты на специальное оборудование для научных работ (включая расходы на амортизацию), руб.	36000	Пункт 5.4.1
2. Затраты на электроэнергию	934	Пункт 5.4.1
3. Затраты на специализированное программное обеспечение для научных работ, руб.	500000	Пункт 5.4.2
4. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	375530	Пункт 5.4.3
5. Отчисления на социальные нужды	114537	Пункт 5.4.4
6. Накладные расходы	164320	16 % от суммы ст. 1-5
Итого плановая себестоимость	**1191321**	**Сумма ст. 1-6**

4.4.1 Специальное оборудование для научных работ

Все расчеты по приобретению спецоборудования отображены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования с учетом НДС, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
1	Персональный компьютер	1	30000	30000
2	Лазерный принтер	1	6000	6000
Итого				36000

Расчет затрат на электроэнергию определяется по формуле:

$$Е_э = \sum N_i * Т_э * Ц_э \quad (4.2)$$

где N_i – мощность электроприборов по паспорту, кВт;

$Т_э$ – время использования электрооборудования, час;

$Ц_э$ – цена одного кВт*ч, руб.

Суммарный эффективный фонд рабочего времени – 173 дня. Количество рабочих часов в день – 8. Суммарное количество рабочих часов – 173*8 = = 1384 ч.

Мощность электрооборудования – 0,375 кВт.

Стоимость электроэнергии – 1,8 руб./кВт*ч [33].

$$Е_э = \sum N_i * Т_э * Ц_э = 0,375*1384*1,8 = 934 \text{ руб.}$$

4.4.2 Специализированное программное обеспечение для научных работ

Таблица 4.8 – Расчет затрат на ПО для научных работ

Наименование программного обеспечения	Кол-во единиц	Цена единицы с учетом НДС, руб.	Общая стоимость, руб.
Лицензия на использование ПО «Petro-SIM Express»	1	500000	500000
Итого			500000

4.4.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп}, \quad (4.3)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата;

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата ($З_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_р, \quad (4.4)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

$Т_р$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (таблица 4.9);

$З_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_м \cdot М}{F_д}, \quad (4.5)$$

где $З_м$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

М – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

$F_д$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 5.14).

$$З_{дн(рук.)} = \frac{23264{,}9 * 1}{19} = 1224{,}5 \text{ руб.}$$

$$З_{дн(конс.)} = \frac{43111{,}73 * 6}{98} = 2639{,}5 \text{ руб.}$$

$$З_{дн(исп.)} = \frac{10400 * 9}{173} = 541 \text{ руб.}$$

Эффективный фонд рабочего времени одного работающего рассчитывается по формуле:

$$Т_{эф.ф.раб.вр.} = Т_{кол.} - Т_{пот.}, \text{ дн.}, \quad (4.6)$$

где $Т_{эф.ф.раб.вр.}$ – эффективный фонд рабочего времени в году, дни;

$Т_{кол.}$– количество дней на выполнение НИР;

$Т_{пот.}$– потери рабочего времени одного исполнителя при выполнении НИР, дни.

Расчет эффективного рабочего времени исполнителей сведен в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	**Руководитель**	**Консультант**	**Магистрант**
Календарное число дней	23	155	264
Количество нерабочих дней - выходные дни - праздничные дни	 4 -	 46 11	 77 14
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	 - -	 - -	 - -
Действительный годовой фонд рабочего времени	19	98	173

Месячный должностной оклад работника:

$$З_м = З_б \cdot (k_{пр} + k_д) \cdot k_р, \quad (4.7)$$

где $З_б$ – базовый оклад, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент (определяется Положением об оплате труда);

$k_д$ – коэффициент доплат и надбавок (определяется Положением об оплате труда);

$k_р$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Таблица 4.10 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	**$З_б$, руб.**	**$k_р$**	**$З_м$, руб.**	**$З_{дн}$, руб.**	**$Т_р$, раб. дн.**	**$З_{осн}$, руб.**
Руководитель	23264,9	1,3	30244,4	1224,5	19	23266
Консультант	33162,9	1,3	43111,8	2639,5	98	258671
Магистрант	8000	1,3	10400	541	173	93593
Итого						375530

4.4.4 Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), \quad (4.8)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На основании пункта 1 статьи 58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность, в 2016 году ставка отчислений составляет 30,5 %.

$$З_{внеб.рук.} = 0{,}305 * 23265{,}5 = 7096 \text{ руб.}$$
$$З_{внеб.конс.} = 0{,}305 * 258671 = 78895 \text{ руб.}$$
$$З_{внеб.исп.} = 0{,}305 * 93593 = 28546 \text{ руб.}$$
$$З_{внеб.общ.} = 7096 + 78895 + 28546 = 114537 \text{ руб.}$$

4.4.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д.

Расчет накладных расходов ведется по следующей формуле:

$$З_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{нр}, \quad (4.9)$$

где $k_{накл}$ – коэффициент накладных расходов (можно взять в размере 16 %).

4.5 Организационная структура проекта

Для проводимого исследования характерна проектная организационная структура (рис. 4.3).

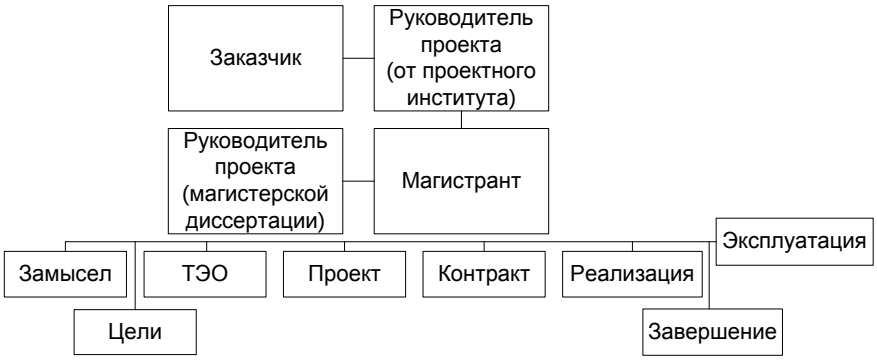

Рисунок 4.3 – Организационная структура проекта

4.6 Реестр рисков проекта

На пути реализации проекта могут возникнуть разного рода риски, представляющие опасность того, что поставленные цели проекта могут быть не достигнуты полностью или частично. Возможные риски представлены в таблице Ж.1 (приложение Ж).

4.7 Оценка сравнительной эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат различных вариантов исполнения научного исследования. Наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{ф}}^{\text{р}} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\max}}, \qquad (4.10)$$

где $I_{\text{ф}}^{\text{р}}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{\text{p}i}$ – стоимость i-го варианта исполнения;

$\Phi_{\max}$ – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Необходимо сравнить эффективность двух вариантов утилизации газов («Турбодетандер», «Компримирование») в сочетании с рекомендуемым вариантом реконструкции (№4).

Так как в рассматриваемой технологии капитальные затраты гораздо больше эксплуатационных, то при составлении бюджета затрат по вариантам эксплуатационными затратами можно пренебречь (см. таблицы 4.11-4.13).

Таблица 4.11 – Капитальные затраты на рекомендуемый вариант реконструкции (вариант №4)

Наименование объекта	Ед. изм.	Количество	Общая стоимость без НДС, тыс. руб.
1. Теплообменник рекуперативный «конденсат-газ» Т-2/1	МВт	1,824	151582
2. Теплообменник рекуперативный «конденсат-газ» Т-5	МВт	1,41	111812
3. Теплообменник рекуперативный «конденсат-газ» Т-6	МВт	1,045	52537
4. Клапан для конденсата LCV-1202/1			36
Итого			315967

Таблица 4.12 – Капитальные затраты на реконструкцию (вариант №4) и рекомендуемый вариант утилизации («Турбодетандер»)

Наименование объекта	Ед. изм.	Количество	Общая стоимость без НДС, тыс. руб.
1. Теплообменник рекуперативный «конденсат-газ» Т-2/1	МВт	1,824	151582
2. Теплообменник рекуперативный «конденсат-газ» Т-5	МВт	1,41	111812
3. Теплообменник рекуперативный «конденсат-газ» Т-6	МВт	1,045	52537
4. Клапан для конденсата LCV-1202/1			36
5. Турбодетандер	Млн. $м^3$/сут.	6,5	489080
6. Компрессорная станция газов дегазации К-1/1	МВт	0,47	166480
7. Компрессорная станция низконапорных газов К-2	МВт	4,3	550190
8. Теплообменник рекуперативный «газ-газ» Т-7	МВт	3,62	203627
Итого			1725344

Таблица 4.13 – Капитальные затраты на реконструкцию (вариант №4) и вариант утилизации «Компримирование»

Наименование объекта	Ед. изм.	Количество	Общая стоимость без НДС, тыс. руб.
1. Теплообменник рекуперативный «конденсат-газ» Т-2/1	МВт	1,824	151582
2. Теплообменник рекуперативный «конденсат-газ» Т-5	МВт	1,41	111812
3. Теплообменник рекуперативный «конденсат-газ» Т-6	МВт	1,045	52537
4. Клапан для конденсата LCV-1202/1			36
5. Компрессорная станция газов дегазации К-1/1	МВт	0,14	70400
6. Компрессорная станция низконапорных газов К-2	МВт	3,1	449082
Итого			835499

$$I_{ф}^{p} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\max}},$$

$$I_{ф}^{p}\mathbf{1} = \frac{1725344}{1725344} = 1,\ I_{ф}^{p}\mathbf{2} = \frac{835499}{1725344} = 0{,}5.$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить по формуле:

$$\mathrm{I}_{\text{pi}} = \sum a_i \cdot b_i\,, \qquad (4.11)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;

a_i – весовой коэффициент *i*-го параметра;

b_i – балльная оценка *i*-го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности рекомендуется проводить в форме таблицы (см. табл. 4.16).

$\mathrm{I}_{\text{pi1}} = 0{,}2\cdot5 + 0{,}15\cdot3 + 0{,}2\cdot5 + 0{,}15\cdot5 + 0{,}3\cdot5 = 4{,}7$

$\mathrm{I}_{\text{pi2}} = 0{,}2\cdot4 + 0{,}15\cdot4 + 0{,}2\cdot4 + 0{,}15\cdot5 + 0{,}3\cdot2 = 3{,}8$

Таблица 4.14 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	«Турбодетандер»	«Компримирование»
1. Энергоэкономичность	0,2	5	4
2. Простота эксплуатации	0,15	3	4
3. Надежность	0,2	5	4
4. Безопасность	0,15	5	5
5. Качество товарного продукта	0,3	5	2
Итого	**1**	**4,7**	**3,8**

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп} = \frac{I_p}{I_{финр}^{исп}} \quad (4.12)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта (см. табл. 4.15) и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта ($Э_{ср}$):

$$Э_{ср} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}} \quad (4.13)$$

Таблица 4.15 – Сравнительная эффективность вариантов

Показатели	**«Турбодетандер»**	**«Компримирование»**
1. Интегральный показатель финансовой эффективности	1	0,5
2. Интегральный показатель ресурсоэффективности	4,7	3,8
3. Интегральный показатель эффективности	4,7	7,6
4. Сравнительная эффективность вариантов относительно рекомендуемого	1	1,6
Итого	**11,4**	**13,5**

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет определить наиболее эффективный вариант решения поставленной в магистерской диссертации технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

Несмотря на то, что вариант с использованием турбодетандерного агрегата является наименее эффективным с экономической точки зрения, он рекомендуется к реконструкции, так как вариант «Компримирование» не подходит с точки зрения технологии.

Использование технологии утилизации с ТДА обеспечивает прирост выхода товарных продуктов в следующих объемах:

- сухой отбензиненный газ: 5,851-5,288 = 0,563 млн. $м^3$/сут., что за год составит 0,563·350 = 197,05 млн. $м^3$ = 197050 тыс. $м^3$;

- стабильный конденсат: 1284-1269 = 15 т/сут., что за год составит 15·350 = 5250 т.

В период 2013-2016 гг. средние цены производителей для российских потребителей на природный газ и газовый конденсат составили 3393,9 руб. за 1000 $м^3$ [32] и 14638,1 руб. за тонну [34], соответственно. Тогда прирост выручки за один год составит:

- СОГ: 197050·3393,9 = 668767995 руб.;

- стабильный конденсат: 5250·14638,1 = 76850025 руб.;

- общая: 668767995 + 76850025 = 745618020 руб. = 745,618 млн. руб.

Стоимость дополнительного оборудования для рекомендуемой технологии утилизации с ТДА составляет: 1725,344 – 315,967 = 1409,377 млн. руб.

Тогда примерный срок окупаемости технологии составит:

$$1409{,}377 : 745{,}618 = 1{,}89 \approx 2 \text{ года.}$$

Так как нормативный срок окупаемости в химической промышленности составляет 3-5 лет, то можно считать вариант с утилизацией газов с применением ТДА достаточно быстроокупаемым и пригодным для реализации.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ

1. Славгородская О.И., Бондалетов В.Г., **Тулина Н.Л.**, Устименко Ю.П., Зомбек П.В. Получение битумных мастик, модифицированных нефтеполимерными смолами // Фундаментальные исследования. – 2013. - №8, ч. 3. – стр. 726-730.

2. **Тулина Н.Л.**, Устименко Ю.П. Модификация нефтяного битума окисленной нефтеполимерной смолой // Проблемы геологии и освоения недр: XVII Международный симпозиум имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых (том II) – г. Томск, 2013. – С. 86-88.

3. Славгородская О.И., **Тулина Н.Л.**, Устименко Ю.П. Получение полимербитумных композиций, модифицированных нефтеполимерной смолой // Химия и химическая технология в XXI веке: Материалы XIII Всероссийской научно-практической конференции имени профессора Л.П. Кулёва студентов и молодых ученых с международным участием: в 2 т., Томск, 14-17 мая 2012. – Томск: Изд-во ТПУ, 2012. – Т.2. – С. 253-255.

4. Славгородская О.И., **Тулина Н.Л.**, Устименко Ю.П. Modified petroleum resins for bitumen modification // Химия и химическая технология в XXI веке: Материалы XIII Всероссийской научно-практической конференции имени профессора Л.П. Кулёва студентов и молодых ученых с международным участием: в 2 т., Томск, 14-17 мая 2012. – Томск: Изд-во ТПУ, 2012. – Т.2. – С. 310-312.

5. Славгородская О.И., **Тулина Н.Л.**, Устименко Ю.П. Полимербитумные композиции с эпоксидированной нефтеполимерной смолой // Современные проблемы науки о полимерах: программа и тезисы докладов 8-ой Санкт- Петербургской конференции молодых ученых с международным участием, Санкт-Петербург, 12-15 ноября 2012. – Спб: Изд-во ИВС РАН, 2012.– С. 52.

6. **Тулина Н.Л.**, Устименко Ю.П. Получение модифицированных битумных мастик // Менделеев - 2013. Органическая химия. Седьмая

всероссийская конференция молодых учёных, аспирантов и студентов с международным участием по химии и наноматериалам. Тезисы докладов. – СПб.: Издательство Соло, 2013. – С. 268-270.

7. **Тулина Н.Л.**, Славгородская О.И. Использование побочных продуктов нефтехимических производств для модификации нефтяного битума // Сборник тезисов докладов I Всероссийского конкурса научных докладов студентов «Функциональные материалы: разработка, исследование, применение», г. Томск, 16-17 апреля 2013 г. – Томск: Издательство ТПУ, 2013. – С.113.

8. **Тулина Н.Л.**, Устименко Ю.П. Полимербитумные композиции с эпоксидной нефтеполимерной смолой // XXIII Менделеевская конференция молодых ученых: материалы конференции, 21-26 апреля 2013 г., М-во образ. и науки России, Казан. нац. исслед. технол. ун-т. - Казань: Изд-во КНИТУ, 2013.- С.103.

9. **Тулина Н.Л.**, Устименко Ю.П. Исследование химической стойкости покрытий на основе модифицированных полимербитумных композиций // Материалы XIV Всероссийской научно-практической конференции имени профессора Л.П. Кулева студентов и молодых ученых с международным участием «Химия и химическая технология в XXI веке», Томск, 13-16 мая 2013. - Томск: Изд-во ТПУ, 2013 - Т. 2 - С. 162-164.

10. **Тулина Н.Л.**, Устименко Ю.П. Chemical resistance of modified polymeric-bitumen compositions // Материалы XIV Всероссийской научно-практической конференции имени профессора Л.П. Кулева студентов и молодых ученых с международным участием «Химия и химическая технология в XXI веке», Томск, 13-16 мая 2013. - Томск: Изд-во ТПУ, 2013 - Т. 2 - С. 297-299.

11. **Тулина Н.Л.**, Устименко Ю.П., Славгородская О.И. Технология получения защитных мастик на основе нефтяного битума, модифицированного нефтеполимерной смолой // Теоретическая и экспериментальная химия глазами

молодежи: тез. докл. Всерос. науч. конф., посвящ. 80-летию хим. фак. ИГУ. Иркутск, 23-26 мая 2013 г. - Иркутск : Изд-во ИГУ, 2013. - С. 149-150.

12. **Тулина Н.Л.**, Устименко Ю.П., Славгородская О.И. Модификация продуктов олигомеризации фракции жидких продуктов пиролиза для получения гидроизоляционных битумных материалов // Трофимуковские чтения – 2013: Материалы всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых, Новосибирск, 8-14 сентября 2013 г. – С. 489-492.

13. Устименко Ю.П., **Тулина Н.Л.**, Славгородская О.И. Влияние состава гидроизоляционной битумной мастики на её свойства // V Молодежная научно-техническая конференция «Наукоемкие химические технологии-2013» (1–2 ноября 2013 г., Москва): тезисы докладов / Моск. гос. ун-т тонких хим. технологий им. М.В. Ломоносова. – М.: Издательство МИТХТ, 2013. – С. 159.

14. **Тулина Н.Л.**, Колмогорова В.А. Моделирование вариантов реконструкции установки комплексной подготовки газа // Проблемы геологии и освоения недр: труды XIX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, Томск, 6-10 апреля 2015. – Томск: Изд-во ТПУ, 2015 – Т. 2 – С. 234-236 .

15. **Тулина Н.Л.** Анализ вариантов реконструкции УКПГ путем моделирования в среде Petro-SIM // Химия и химическая технология в XXI веке: материалы XVI Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых: в 2 т., Томск, 25-29 мая 2015. – Томск: ТПУ, 2015. – Т. 2 – С. 93-95

16. **Тулина Н.Л.**, Лучинин С.Б. Утилизация газов выветривания и дегазации на установке комплексной подготовки газа // Проблемы геологии и освоения недр: труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, Томск, 4-8 апреля 2016. – Томск: Изд-во ТПУ, 2016 – Т. 2.