

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 18.03.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Моделирование технологии комплексной подготовки газа
УДК 662.279.8-047.58

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2КМ71	Елшин Владислав Олегович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения химической инженерии	Кузьменко Елена Анатольевна	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения социально-гуманитарных наук	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент отделения общетехнических дисциплин	Сотникова Анна Александровна	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения химической инженерии	Самборская Марина Анатольевна	к.т.н.		

Томск – 2019 г.

**Планируемые результаты обучения по направлению подготовки
магистров
18.03.02 «Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии,
нефтехимии и биотехнологии»**

Код	Результат обучения	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Общие по направлению подготовки (специальности)		
P1	Применять глубокие математические, естественнонаучные, социально- экономические и профессиональные знания в области энерго- и ресурсосберегающих процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3), СУОС ТПУ (УК-1, УК-2), <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: Профессиональный стандарт 40.011- Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам. Профессиональный стандарт 19.012 – «Специалист по оперативно-диспетчерскому управлению
P2	Станвить и решать инновационные задачи производственного анализа и проектирования, связанные с созданием и переработкой материалов с использованием моделирования объектов и процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии с учетом минимизации антропогенного воздействия на окружающую среду.	Требования ФГОС ВО (ОПК-4, ОПК-5), СУОС ТПУ (УК-2, УК-6) <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: Профессиональный стандарт 40.011- Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам. Профессиональный стандарт 19.012 – «Специалист по оперативно-диспетчерскому управлению нефтегазовой отрасли»
P3	Разрабатывать и проектировать новые технологические процессы на основе математического моделирования, проектировать и использовать энерго-и ресурсосберегающее оборудование химической технологии, нефтехимии и биотехнологии	Требования ФГОС ВО (ОПК-2, ОПК-3, ПК-2, ПК-14), СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-5, УК-6) <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: Профессиональный стандарт 40.011- Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам. Профессиональный стандарт 19.002 – «Специалист по химической переработке нефти и газа».
P4	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области разработки и оптимизации технологических процессов и систем с позиций энерго- и ресурсосбережения	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-3, ПК-5), СУОС ТПУ (УК-1, УК-6), <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: Профессиональный стандарт 40.011- Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам. Профессиональный стандарт 19.002 – «Специалист по химической переработке нефти и газа».

P5	Внедрять и эксплуатировать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.	Требования ФГОС ВО (ОК-2, ОПК-2, ОПК-3, ПК-5), СУОС ТПУ (УК-5, УК-6), <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: Профессиональный стандарт 19.002 - Специалист по химической переработке нефти и газа Профессиональный стандарт 19.0024 – «Специалист по контролю качества нефти и нефтепродуктов»
P6	Демонстрировать глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности, заниматься педагогической деятельностью в сфере профессионального образования.	Требования ФГОС ВО(ОК-1, ОК-3), СУОС ТПУ (УК-4, УК-5), <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: Профессиональный стандарт 01.004 – «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования»
Профиль «Инжиниринг нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических производств»		
P7	Формулировать, разрабатывать и реализовывать методы решения научно-исследовательских задач, в области ресурсоэффективности и инжиниринга нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических производств представлять и защищать результаты	Требования ФГОС ВО (ОПК -3, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-5, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15, ПК-16, ПК-17), СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-3), , <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: 40.011- «Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам», 19.002 – «Специалист по химической переработке нефти и газа».
P8	Проводить все стадии проектирования с использованием методов математического моделирования, коммерческих симуляторов и пакетов прикладных программ, в области ресурсоэффективности и инжиниринга нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических производств	Требования ФГОС ВО (ПК-18, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22, ПК-23), СУОС ТПУ (УК-1, УК-2), , <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: 40.011- «Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам», 19.002 - «Специалист по химической переработке нефти и газа».
P9	Разрабатывать учебно-методическую документацию, ставить новые лабораторные работы, проводить практические занятия по теме, ресурсоэффективности и инжиниринга нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических производств	Требования ФГОС ВО (ПК-25, ПК-26), СУОС ТПУ (УК-4, УК-5), , <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: 01.004 - «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования»

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 18.04.02. «Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии» (Инжиниринг нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических производств)
 Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Самборская М.А.
 (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
2КМ71	Елшину Владиславу Олеговичу

Тема работы:

Моделирование технологии комплексной подготовки газа	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 13.02.19 г. № 1132/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	28.05.19 г.
--	--------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта</i></p>	<p>Объект исследования – установки комплексной подготовки газа; турбодетандерный агрегат</p> <p>Вид сырья – пластовый и нефтяной попутный газ месторождений Западной Сибири;</p> <p>Метод исследования - математическое моделирование</p>
--	--

или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).	
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p>Аналитический обзор: Особенности технологии низкотемпературной сепарации, оборудование установок первичной подготовки газа, совершенствование технологии промышленной подготовки газа, моделирование процессов первичной подготовки газа; Постановка задачи исследования; Описание процедуры исследования; Обсуждение результатов выполненной работы; Заключение по работе</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>Схема УКПГ; Математическая модель для определения температуры на выходе из турбодетандерного агрегата Результаты исследования</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
<p style="text-align: center;">Раздел</p>	<p style="text-align: center;">Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Креницына Зоя Васильевна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Сотникова Анна Александровна</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>Разделы на русском языке: литературный обзор; теоретическая часть; экспериментальная часть; финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; социальная ответственность.</p>	
<p>Разделы на иностранном языке: литературный обзор.</p>	
<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Кузьменко Е.А.	К.т.н, доцент		14.01.19 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2КМ71	Елшин В.О.		14.01.19 г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2КМ71	Елшин Владислав Олегович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение химической инженерии
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	18.04.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения научного исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Анализ причин и следствия проблем, оценка коммерциализации проекта.</i>
2. <i>Инициация научного проекта</i>	<i>Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.</i>
3. <i>Планирование процесса управления НИИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Составление структуры работ и календарного плана проекта. Определение бюджета НИИ</i>
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Проведение сравнительной оценки экономической эффективности научного исследования.</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Диаграмма Исикавы</i>
2. <i>Иерархическая структура работ проекта</i>
3. <i>Диаграмма Ганта работ по проекту</i>
4. <i>Оценка экономической эффективности НИИ</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения социально- гуманитарных наук	Креницына Зоя Васильевна	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2КМ71	Елшин Владислав Олегович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2KM71	ФИО Елшин Владислав Олегович
-----------------	---------------------------------

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение химической инженерии
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	18.04.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объект исследования – математическая модель турбодетандерного агрегата.</p> <p>Область применения – промышленная подготовка газа.</p>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <p>- специальные (характерные для эксплуатации объекта исследования рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>- мероприятия по организации области рабочей зоны.</p>	<p>При выполнении научно-исследовательской деятельности необходимо следовать нормам федерального закона Российской Федерации N 426-ФЗ, который устанавливает правовые и организационные основы проведения специальной оценки условий труда и определяет правовое положение, права, обязанности и ответственность участников оценки условий труда и нормам Р2.2.2006-05 «Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда».</p>
<p>2. Производственная безопасность</p> <p>Вредные факторы</p> <p>Анализ вредных факторов и опасных производств</p> <p>Мероприятия по снижению воздействия опасных и вредных факторов на работника</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Вредные отравляющие вещества; - Отклонения показателей микроклимата; - Недостаточная освещенность рабочей зоны; - Повышенный уровень шума; - Повышенный уровень вибрации; - Повышенное значение напряжения в электрической цепи.
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>Анализ воздействия на литосферу – присутствуют;</p> <p>Анализ воздействия на атмосферу – присутствуют.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Повышенная пожаро-взрывоопасность.</p> <p>Возможные ЧС на производстве:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Пожар; - Химический (либо физический) взрыв; - Разрушение конструкций; - Разгерметизация аппаратов (либо трубопроводов)

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент отделения общетехнических дисциплин	Сотникова Анна Александровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2КМ71	Елшин Владислав Олегович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 108 с., 15 рис., 26 табл., 66 источников, 4 приложения.

Ключевые слова: турбодетандерный агрегат, низкотемпературная сепарация, природный газ, охлаждение, турбина, дросселирование, эжектор, детандер, компрессор, газоконденсатное месторождение, моделирование.

Объектом исследования являются установка комплексной подготовки газа и углеводородного конденсата и турбодетандерный агрегат.

Цель работы – знакомство с вариантами совершенствования технологии комплексной технологии комплексной подготовки газа и разработка модели процесса охлаждения газового потока, проходящего через турбодетандер, для последующего создания модуля расчета ТДА и прогнозирования оптимальных технологий.

В процессе исследования проводились: обзор вариантов совершенствования технологии промышленной подготовки газа в динамике разработки газоконденсатных месторождений, анализ методик расчета ТДА и составление алгоритма расчета, подбор экспериментальных данных для расчета температуры газового потока на выходе из ТДА, сравнение результата расчета с экспериментальным значением.

В результате исследования была получена математическая модель охлаждения потока газа в ТДА, позволяющая получить результат, близкий к экспериментальному значению.

Разработанная математическая модель может использоваться для прогнозирования и оптимизации процессов первичной подготовки газа.

Содержание

Введение	16
1. Технология комплексной подготовки и газоконденсата	19
1.1 Литературный обзор	24
1.1.1 История введения на газоконденсатные промыслы процесса низкотемпературной сепарации	26
1.1.2 Первые внедрения турбодетандерного агрегата в установку комплексной подготовки газа	27
1.1.3 Конструкционные особенности турбодетандерного агрегата	30
1.1.4 Необходимость создания моделирующей системы УКПГ с включенным в нее ТДА	40
1.2 Совершенствование технологии комплексной подготовки газа на УКПГ	42
1.2.1 Применение низкотемпературной сепарации на газоконденсатных промыслах	42
1.2.2 Использование турбодетандерных агрегатов в технологии низкотемпературной сепарации	44
1.2.3 Использование изоэнтروпийного эффекта турбодетандерного агрегата для обеспечения технологии низкотемпературной сепарации	48
1.2.4 Описание модуля подготовки газа и газового конденсата на УКПГ Мыльджинского ГКМ	49
1.2.5 Описание модуля подготовки газа и газового конденсата на УКПГ Казанского НГКМ	57
1.2.6 Роль турбодетандерного агрегата в процессе комплексной подготовки газа	61
2. Моделирование турбодетандерного агрегата	63
2.1 Расчет компонентного состава газового потока при помощи информационно-моделирующей системы «УКПГ»	63
2.2 Алгоритм расчета температуры потока газа на выходе из турбодетандерного агрегата	65
2.3 Анализ экспериментальных данных с промышленной установки МГКМ и подготовка исходных данных для расчета	67
2.4 Определение температуры газового потока на выходе из ТДА для УКПГ МГКМ	68
2.5 Анализ экспериментальных данных с промышленной установки КНГКМ и подготовка исходных данных для расчета	70
2.6 Определение температуры газового потока на выходе из ТДА для УКПГ КНГКМ	71
2.7 Сравнительный анализ результатов	72
3. Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	73
3.1 Предпроектный анализ	73
3.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	73

3.1.2	Диаграмма Исикавы	74
3.1.3	Оценка готовности проекта к коммерциализации	75
3.1.4	Методы коммерциализации результатов исследования	77
3.2	Инициация проекта	77
3.3	Планирование управления научно-техническим проектом	80
3.3.1	Иерархическая структура работ проекта	80
3.3.2	Контрольные события проекта	80
3.3.3	План проекта	81
3.3.4	Бюджет научного исследования	82
3.3.5	Матрица ответственности	84
3.3.6	Реестр рисков проекта	84
3.4	Оценка сравнительной эффективности исследования	85
4.	Раздел «Социальная ответственность»	86
4.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	86
4.2	Производственная безопасность	87
4.2.1	Анализ вредных факторов и опасных производств	88
4.2.1.1	Вредные вещества	88
4.2.2	Мероприятия по снижению воздействия опасных и вредных факторов на работника	92
4.2.2.1	Микроклимат	92
4.2.2.2	Повышенный уровень шума на рабочем месте	93
4.2.2.3	Повышенный уровень вибрации	93
4.2.2.4	Электробезопасность	94
4.2.2.5	Пожаробезопасность	95
4.3	Экологическая безопасность	96
4.3.1	Сточные воды	96
4.3.2	Выбросы в атмосферу	97
4.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	98
	Заключение	100
	Список использованных источников	102
	Приложение А1	109
	Приложение А2	110
	Приложение Б	111
	Приложение В	112

Введение

Одной из наиболее распространенных технологий промышленной подготовки газа и газоконденсата является процесс низкотемпературной сепарации (НТС), благодаря действию которого возможно обеспечение пониженных температур газового потока при резких перепадах давления. Также технология НТС характерна низкими экономическими затратами на производства за счет использования эффекта сброса давления пласта для постепенного понижения температуры.

На данный момент самой важной проблемой на нефтегазоконденсатных и газоконденсатных месторождениях является падение давления пласта в процессе их эксплуатации. Из-за этого становится практически невозможной стандартная технологическая схема низкотемпературной сепарацией с эжекторной или дроссельной технологией. Использование изоэнтальпийного эффекта расширения, используемого в традиционной схеме, влечет за собой высокие экономические затраты на дополнительную установку дожимной компрессорной станции, без которой нормальное функционирование такого процесса в условиях падения давления пласта невозможно.

Для обеспечения технологии низкотемпературной сепарации эффектом изоэнтальпийного сжатия в технологическую схему установки комплексной подготовки газа (УКПГ) необходимо ввести турбодетандерный агрегат. Использование ТДА оттеснило на второй план эжекторную и дроссельную технологии, используемые ранее. На данный момент турбодетандерный агрегат считается наиболее технологичной и экономически более выгодной криогенной техникой. После введения агрегата эжекторная и дроссельная технология перестали даже рассматриваться, как альтернатива турбодетандеру.

Однако, при эксплуатации установок низкотемпературной сепарации на газоконденсатных промыслах, возникла еще одна проблема – проблема отсутствия прогнозирования изменения параметров газового потока в ходе

его подготовки. В связи с этим встал вопрос о создании системы математического моделирования процесса, как для планирования режимов подготовки газа, так и для обучения и тренировки рабочего персонала УКПГ. Подобная информационно-моделирующая система (ИМС) была разработана научной группой Томского политехнического университета (ТПУ) на кафедре ХТТ и ХК и внедрена для исследования процесса подготовки газа на установках комплексной подготовки газа и, в частности, на УКПГ Мыльджинского газоконденсатного месторождения. Помимо этого данная система применима в качестве учебного тренажера для студентов. Но, предложенная учеными ТПУ ИМС была разработана под действующую на тот момент на промысле технологию низкотемпературной сепарации газа с применением эжекторной технологии, которая на данный момент устарела и уже не используется на описанном выше месторождении. На Мыльджинском газоконденсатном месторождении, начиная с 2015 года, действует турбодетандерная технология с изоэнтропийным эффектом сжатия газа.

В связи с вышеизложенной проблемой, необходимо внедрение в информационно-моделирующую систему «УКПГ» математической модели процесса охлаждения газового потока, проходящего через детандер турбодетандерного агрегата, разработке, которой и посвящена экспериментальная часть данной выпускной квалификационной работы. Сам турбодетандерный агрегат в данной ситуации можно считать объектом исследования.

Рассчитанная в экспериментальной части математическая модель процесса охлаждения является инновационной идеей и не имеет иных аналогов в сравнении с другими разработками, направленными на прогнозирование изменения параметров газового потока при его подготовке. Кроме того, описанная математическая модель позволит повысить прогнозирующие свойства моделирующей системы УКПГ за счет получения термодинамически обоснованных изменений режимных параметров.

Значения температуры, рассчитанные на выходе из турбодетандерного агрегата с использованием предложенной модели практически совпадают с экспериментальными значениями, взятыми с промышленных установок Мыльджинского ГКМ и Казанского НГКМ, где турбодетандерные агрегаты уже введены в технологические схемы.

Благодаря внедрению экспериментальной разработки в моделирующую систему УКПГ возможен прогноз модернизации установок комплексной подготовки газа, связанной с внедрением турбодетандерных агрегатов в технологическую схему на крупнейших промыслах России, таких как Астраханское ГКМ, Русановское ГКМ, Оренбургское ГКМ, Ямбургское ГКМ, Бованенковское НГКМ и Ковыктинское ГКМ.

Методика расчета, а также сравнение расчетных данных с экспериментальными для двух разных газоконденсатных промыслов опубликованы в научной статье «Моделирование технологии комплексной подготовки газа», опубликованной в электронном научно-практическом журнале «Современные научные исследования и инновации».

1. Технология комплексной подготовки газа и газоконденсата

Газовым промыслом называется технологический комплекс, предназначенный для добычи, сбора и подготовки газа и (или) газового углеводородного конденсата для дальнейшей транспортировки. Сооружения и коммуникации газового промысла принято делать на основные и вспомогательные [1].

Основными сооружениями считаются эксплуатационные, наблюдательные и разведочные скважины. В ту же группу также можно отнести коллекторы для сбора газа и пункты технологического оборудования промышленной подготовки газа [1].

К вспомогательным же сооружениям относятся объекты энергетического хозяйства, водоснабжения, канализации, а также различные механические мастерские, транспортные сети, автомобильное хозяйство, склады и т.д. [1].

Добыча газа на промысле обеспечивается должным количеством эксплуатационных скважин. Причем их число и система размещения определяются не только запасами газа, но, также размерами и конфигурацией залежей [1]. На площади месторождения скважины расположены отдельными кустами, которые имеют в своем распоряжении диапазон от 3 до 6 скважин [1]. Наиболее эффективно кустовое расположение скважин показывает себя на месторождениях с климатическими условиями окружающей среды близкими или приравненными к условиям Крайнего Севера. Число эксплуатирующихся скважин на промысле постоянно меняется. Оно растет одновременно с разработкой месторождения с целью компенсации постоянного снижения дебита скважины и может достигать весьма высоких показателей – от 150 тыс. до 1,7 млн м³/сут. [2]. Разработка месторождения находится под четким контролем благодаря непрерывной работе наблюдательных скважин.

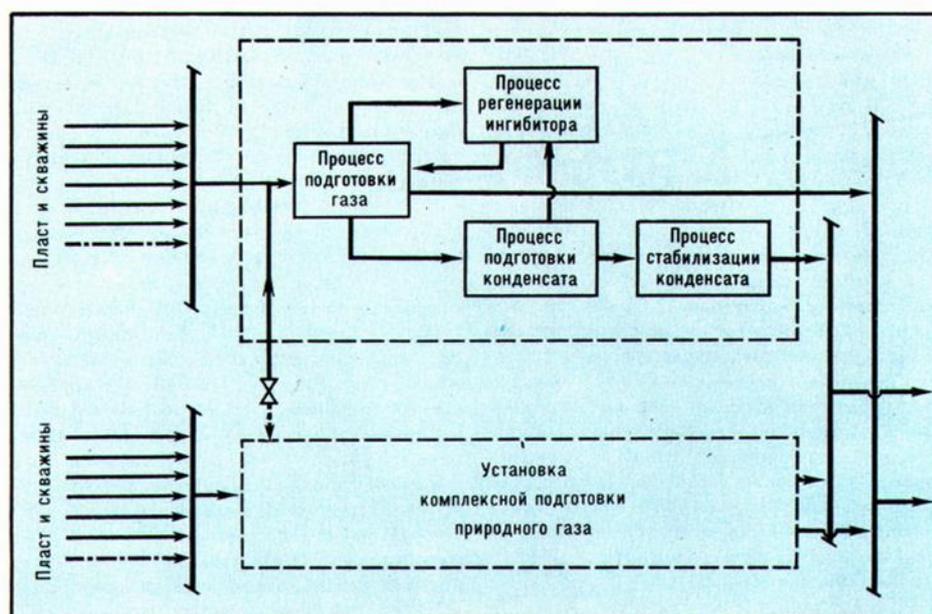


Рисунок 1 – Децентрализованная схема промышленной подготовки газа и газоконденсата [1]

Комплексная подготовка газа и газоконденсата перед транспортировкой имеет два варианта схем прохождения: децентрализованную и централизованную [1].

В случае децентрализованной (рис. 1), перед непосредственной подачей газового потока в магистральный газовый трубопровод, крайне необходима его предварительная обработка, происходящая газовом сборном пункте.

Что же касается другого варианта промышленной подготовки газа и углеводородного конденсата, показанной на рисунке 2, то наибольшая часть подготовки осуществляется за счет основных сооружений магистрального газопровода. На сборных же пунктах проводится только начальная сепарация газового потока, с целью отделения от него большей части жидкости, и непосредственно сбор газа.

В качестве основных методов подготовки газа и газового конденсата можно отнести процесс низкотемпературной сепарации и процессы адсорбции и абсорбции [2]. В момент, когда значение давления подготовленного газового потока становится примерно равным аналогичному параметру в магистральном газопровode, на этапе установки комплексной подготовки газа и конденсата (УКПГ и К) необходимо ввести дожимную компрессорную станцию.

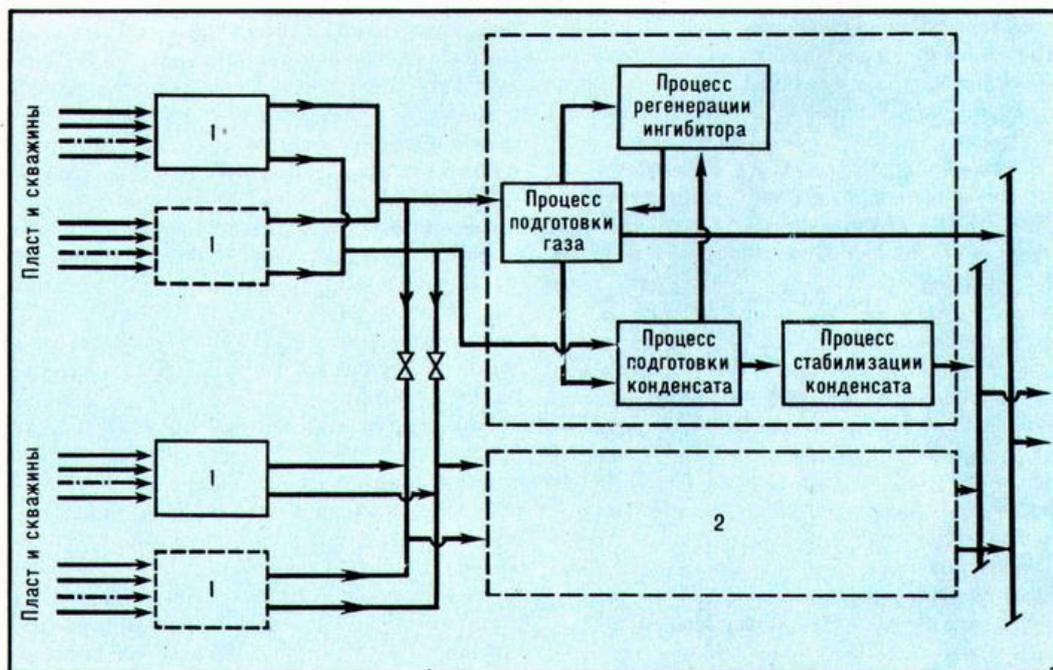


Рисунок 2 – Централизованная схема промышленной подготовки газа и газоконденсата [1]

На рисунке 3 приведен современный газовый промысел. Для столь инновационного уровня развития промышленной подготовки газа характерны нижеперечисленные условия:

- Высокий уровень автоматизации, который способен позволить осуществить постоянный контроль над режимом работы, как газовых скважин, так и установки комплексной подготовки газа и конденсата;
- Централизованную сеть для сбора и подготовки к дальнейшей транспортировке газа и газоконденсата непосредственно на территории газоконденсатного промысла;
- Возможность внедрения в технологическую схему УКПГ и К дожимной компрессорной станции с целью регулирования перепада давления между узлом коммерческого учета газа (УКУГ) и непосредственно газовым трубопроводом.

В сложившейся ситуации наибольшим требованием пользуются автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП), принцип действия которых основан на базе автоматики, при помощи компьютерных моделирующих систем, включающих в себя автоматизированные средства сбора информации [2].

Для начального уровня автоматизированной системы управления технологическими процессами характерно управление структурой технологических процессов подготовки газа и углеводородного конденсата. Реализация же пожеланного процесса сопряжена с использованием средств локальной автоматики и электронно-вычислительных машин (ЭВМ).

Что же касается последнего уровня, то для его функционирования необходимо автоматизированное управление не только всем газоконденсатным промыслом, но также и входящими в его состав установкой комплексной подготовки газа и конденсата, дожимной компрессорной станцией и прочими объектами, как основного, так и вспомогательного производства. Что касается объединенного централизованного управления всеми объектами газоконденсатного месторождения, в том числе и удаленными, то эту функцию берет на себя центральный диспетчер, который работает удаленно из своего диспетчерского пункта. Диспетчер занимается сбором всей необходимой информации и перенаправляет ее в информационно-вычислительный центр для последующей обработки.

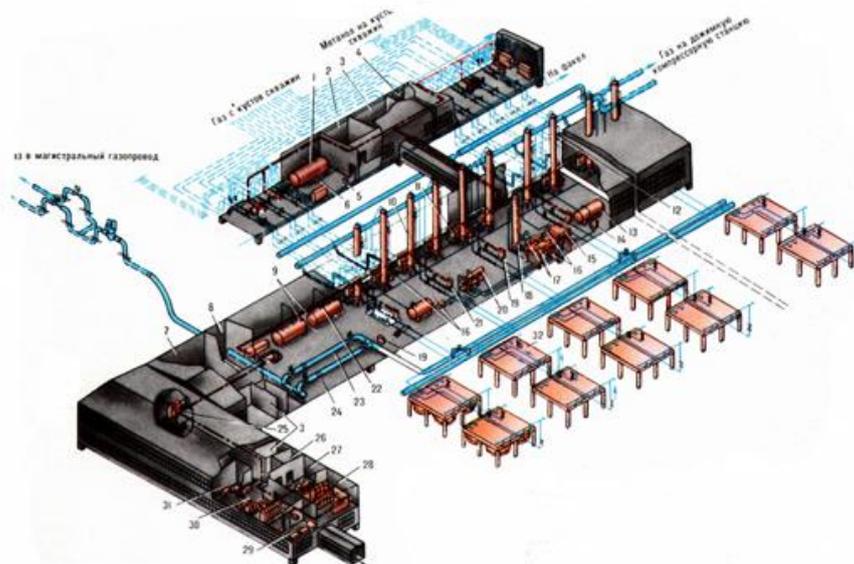


Рисунок 3 – Схема устройства газоконденсатного месторождения [2]

Описание схемы газоконденсатного месторождения:

1 – сепаратор для предварительного замера газа; 2 – контрольно-измерительные приборы (КИП); 3 – камера вентшахты; 4 – помещение газа для личных нужд; 5 – измерение концентрации регенерированного метанола; 6 – счетчик газового конденсата; 7 – воздушная компрессорная станция; 8 – масляное хозяйство; 9 – разделитель жидкости; 10 – адсорбционная колонна; 11 – арматурный блок замера жидкости; 12 – расходомер; 13 – емкость для регенерированного диэтиленгликоля; 14 – концентратомер регенерации диэтиленгликоля; 15 – автомат для воздушного охлаждения диэтиленгликоля; 16 – блок насосов; 17 – воздушные испарители; 18 – колонна десорбции; 19 – влагомер по газу; 20 – рекуперативный теплообменник; 21 – стойка контрольно-измерительных приборов и запорно-регулирующей аппаратуры; 22 – слой абсорбента; 23 – узел коммерческого учета газа; 24 – диафрагмы для быстрого съема аппарата; 25 – кабельная шахта; 26 – автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора; 27 – операторная УКПГ; 28 – аппаратная КИП; 29 – помещение технического обслуживания оборудования; 30 – машинный зал; 31 – насосная метанола и диэтиленгликоля; 32 – аппарат воздушного охлаждения (АВО).

Для удаленного управления процессом добычи и подготовки газа и газового конденсата необходима работа систем промышленной телемеханики. Внедрение автоматизированной системы управления технологическими процессами на газоконденсатных промыслах дает возможность ускорения ввода в разработку новых. При этом выходят на совершенно новый уровень не только технические, но и экономические составляющие работ на промысле [2].

На месторождениях по добыче и подготовке газа и газового конденсата используется закрытая система сбора, подготовки и транспортировки добываемого продукта. Представленная система позволяет не только свести к минимуму энергетические потери, и как следствие исключить экономические издержки, но также практически в полном объеме защитить окружающую среду от загрязнения углеводородными компонентами, содержащимися в природном газе и газовом конденсате. Экологическая часть данного вопроса пригодна к осуществлению за счет использования процесса ликвидации токсичных водных остатков, а также циклизации газа дегазации в основной поток благодаря эжекторной технологии низкотемпературной сепарации и повышению давления газового потока из-за введения в систему дожимной компрессорной станции (ДКС) [2].

1.1 Литературный обзор

Самой распространенной технологией промысловой подготовки газа является процесс низкотемпературной сепарации, применение которого обусловлено не только возможностью обеспечения всех необходимых требований к транспортировке, но и низкими экономическими затратами за счет использования эффекта сброса давления пласта для ступенчатого понижения температуры.

На данный момент наиболее важной проблемой на газоконденсатных месторождениях является резкое падение давления пласта в процессе их разработки, и как следствие, невозможность обеспечения режима низкотемпературной сепарации по традиционной технологической схеме.

Для обеспечения низкотемпературной технологии в схему комплексной подготовки газа вводится турбодетандерный агрегат, который, в свое время, пришел на смену эжекторной технологии, более примитивной и простой в эксплуатации, но крайне неэффективной в экономическом плане.

Наиболее эффективным методом прогнозирования оптимальных технологий подготовки газа являются компьютерные моделирующие системы, которые используются на практике уже сейчас, например, на кафедре ХТТ и ХК разработана и находится в полной рабочей готовности моделирующая система установки комплексной подготовки газа (УКПП).

Целью данной научной работы является разработка математической модели процесса охлаждения газового потока, проходящего через детандер турбодетандерного агрегата, применимой как для технологии комплексной подготовки газа на Мыльджинском газоконденсатном месторождении (МГКМ), так и для технологической схемы Казанского нефтегазоконденсатного месторождения (КНГКМ). В перспективе планируется создание модуля расчета ТДА для последующего включения его в моделирующую систему промышленной подготовки газа.

Объектом исследования данной научной работы можно считать математическую модель турбодетандерного агрегата, которую и планируется создать и, которой, и посвящена экспериментальная часть ВКР.

Описываемая в экспериментальной части математическая модель процесса охлаждения газового потока в ТДА не имеет аналогов среди прочих разработок, направленных на прогнозирование и оптимизацию процессов промышленной подготовки газов.

В настоящее время на большинстве российских газоконденсатных месторождениях крайне эффективно используются турбодетандерные агрегаты в качестве криогенной техники. Это можно объяснить не только высокой способностью турбодетандера охлаждать проходящий через него поток газа, но также и заложенной в конструкцию аппарата возможностью

выработки потенциальной энергии при работе турбины. Энергия впоследствии передается на компрессор, благодаря чему исчезает необходимость во включении в технологическую схему дополнительного источника электроэнергии для его работы. Турбодетандерный агрегат является более эффективной в экономическом и технологическом плане альтернативой дроссельной и эжекторной технологиям, которые, в отличие от ТДА, не позволяли охладить, а после компрессора и нагреть, газовый поток до требуемой температуры при одинаковом перепаде давления. Кроме того, как уже было сказано выше, для их работы требовался дополнительный источник энергии, чье отсутствие является несомненным преимуществом технологии турбодетандера по сравнению с технологиями приведенными выше.

1.1.1 История введения на газоконденсатные промыслы процесса низкотемпературной сепарации

Впервые метод низкотемпературной сепарации (НТС) был внедрен и экспериментально испытан в США в 1950 году. Полномасштабное внедрение и использование турбодетандерных агрегатов в Соединенных Штатах началось в 1964 году [3]. В СССР же впервые метод НТС был испытан и реализован в 1959 году на газоконденсатных промыслах Краснодарского края. Испытания показали настолько высокую эффективность использования технологии низкотемпературной сепарации, что к 60-м годам данная технология была внедрена практически на все газоконденсатные месторождения СССР. А в 70-х годах на советских нефтегазовых промыслах начали внедряться турбодетандерные агрегаты [3].

Самый первый турбодетандерный агрегат в СССР был испытан в 1971 году на Шебелинском газоконденсатном месторождении. Испытания

показали весьма высокую эффективность работы ТДА. Следующим этапом эксперимента по внедрению турбодетандера в технологию НТС было принято решение по внедрению аппарата в установку комплексной подготовки газа и газоконденсата (УКПГиК) Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Экспериментальные испытания ТДА показали его эффективность по сравнению с другой криогенной техникой настолько, что к концу 80-х годов их изготовлением занимались практически все крупнейшие заводы по производству нефтепромыслового оборудования. Наиболее весомый вклад в производство турбодетандерных агрегатов внесли предприятия: ПАО «Турбогаз», АО «Уралхиммаш», ООО «ТурбоДЭн» и ОАО «Волгограднефтемаш» [3]. Турбодетандерные агрегаты, произведенные ПАО «Турбогаз» активно применялись и используются до сих пор на большинстве газоконденсатных месторождениях Украины и Средней Азии [3].

С 1986 по 1993 гг. предприятие ПАО «Турбогаз» после многочисленных экспериментов, связанных с внедрением ТДА в технологическую схему, смогло, наконец, начать поставку агрегатов на УКПГ сеноманских залежей, а чуть позже и оснастить данными аппаратами практически все месторождения Западной Сибири.

1.1.2 Первые внедрения турбодетандерного агрегата в установку комплексной подготовки газа

Впервые внедрение турбодетандерного агрегата в технологию низкотемпературной сепарации было успешно реализовано на Бованенковском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) в 2012 году. Именно на этом этапе и встала проблема необходимости моделирования процесса прохождения газового потока через

турбодетандерный агрегат для предотвращения аварийных ситуаций, которые могли возникнуть в процессе эксплуатации агрегата. Одними из первых, кто положил начало изучению данного вопроса, были специалисты компании «Газпром ВНИИГАЗ» [4]. Благодаря полученным экспериментальным данным после устранения проблем, возникших в процессе эксплуатации ТДА на УКПГ Бованенковского НГКМ, специалисты смогли разработать более удобные методы работы установки низкотемпературной сепарации с внедренным в нее турбодетандерным агрегатом, а кроме этого расширить перечень необходимых параметров технологического процесса.

Наиболее полную и достоверную информацию о внедрении ТДА в установку комплексной подготовки газа Бованенковского НГКМ можно увидеть в научной исследовательской работе Кубанова А.Н. «Особенности применения НТС для подготовки газа Бованенковского НГКМ», написанная им в 1994 году [4]. Кроме информации о применении процесса низкотемпературной сепарации совместно с использованием технологии ТДА, автор отметил ошибки, допущенные специалистами БНГКМ при запуске новой технологии на ранних этапах, а также пути их решения, которые были найдены после создания математической модели процесса и разработки новых более удобных методов работы на ее основе.

Позже, в 2010 году, идею математического моделирования для улучшения качества работы процесса низкотемпературной сепарации и для прогнозирования возможных неполадок, предложили Мельников Б.Б. и Макарова Н.П. в своей работе «Сбор и подготовка скважинной продукции газовых и газоконденсатных месторождений» [5]. В 2012 году Мельников Б.Б. и Макарова Н.П. совместно с Федоровой Е.Б. в своем научном труде «Сбор и подготовка газа и газового конденсата [6]. Низкотемпературные процессы» уже более подробно раскрывают не только эффективность использования турбодетандерного агрегата в технологии НТС, но его

преимущества по сравнению с устаревшими дроссельной и эжекторной технологиями.

В 2012 году слова Мельникова Б.Б, Макаровой Н.П. и Федоровой Е.Б. подтверждает Кирюшин О.В., разработанным лично им электронно-методическим комплексом «Автоматизация управления технологическими процессами в нефтегазовом производстве» [7]. Данный комплекс был наглядной иллюстрацией того насколько необходимо предложенной модели развития процесса низкотемпературной сепарации иметь интегрированную в производство математическую модель, позволяющую прогнозировать все возможные отклонения в работе установки.

Затем, в 2013 году, Давлетов К.М., Глазунов В.Ю., Эльберт И.П. и Хафизов А.Р. в своей работе «Анализ пиковых режимов установок комплексной подготовки газа (УКПГ) Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ)» вновь подняли тему интеграции турбодетандерного агрегата в технологическую схему Бованенковского НГКМ [8]. Ученые провели сравнительный анализ турбодетандерного агрегата в ряду с криогенными установками других типов. Наибольшую эффективность при охлаждении газового потока путем его расширения показал ТДА. Кроме высокой способности холодопроизводительности турбодетандерный агрегат, по словам авторов статьи, можно охарактеризовать минимальными экономическими затратами на электроэнергию, высокой металлоемкостью и прочими относящимися к криогенной технике характеристиками. Помимо этого, учеными была приведена оценка термодинамической эффективности турбодетандерного агрегата за летний период 2013 года. По результатам оценки был составлен список рекомендаций по безопасной эксплуатации турбодетандерного агрегата в жаркий период работы. Отдельно хочется отметить весьма подробное описание причин изменения режима работы турбодетандера. Сюда относятся колебания компонентного состава газовой смеси, изменение

диапазона давления на входе в детандер, периодическое изменение степени охлаждения турбодетандерного агрегата в зависимости от изменения климатических условий окружающей среды.

1.1.3 Конструкционные особенности турбодетандерного агрегата

После чего, в 2014 году, Таранова Л.В. и Мозырев А.Г. в своем пособии для студентов высших учебных заведений «Оборудование подготовки и переработки нефти и газа» начали рассматривать наиболее инновационные технологии и оборудование, внедряемые на современных газоконденсатных и нефтегазоконденсатных промыслах [9]. Материал их научной работы разбит на несколько глав. В них изложены основные физико-химические особенности рассматриваемого процесса. Рассмотрена классификация, а также принципиальные конструкционные детали технологического оборудования. Описаны области применения аппаратов в соответствии с их преимуществами и недостатками в той или иной сфере нефтегазовой промышленности. Отдельного внимания в их работе заслуживает крайне подробное и детальное описание конструкции и работы турбодетандерного агрегата, а также способы его интеграции в технологическую схему подготовки газа и газоконденсата.

Ранее, в 2009 году, в своей работе «Турбодетандерные установки для рационального использования энергии перепада давления природного газа» Марченко Е.М. и Мальханов О.В. привели пример альтернативного использования турбодетандерного агрегата, а именно – интеграцию турбодетандера в газорегуляторный пункт (ГРП) для контроля расхода газа [10]. Ученые рассмотрели турбодетандер, как средство для достижения высокого уровня энергосбережения при транспортировке газа. По их словам турбодетандерный агрегат можно использовать в качестве средства

утилизации энергии избыточного давления природного газа. Благодаря использованию ТДА энергия от давления переходит в электроэнергию, которую, в дальнейшем, можно использовать на благо производства. Также, в работе была рассмотрена классификация турбодетандерных агрегатов, применяемых для утилизации энергии. Кроме того, в их статье были освещены основные технические характеристики ТДА, разработанного компанией ОАО «ТурбоДЭн». По словам, ученых турбодетандерный агрегат имеет весьма простое строение и состоит из следующих блоков:

- Детандерный блок;
- Система маслоснабжения;
- Система охлаждения масла;
- Блок дозирования;
- Байпасный блок;
- Автоматизированная система управления процессом.

В ходе описанного учеными эксперимента была доказана весьма значительная эффективность агрегата, и соответственно – высокая степень привлекательности турбодетандерной технологии для инвесторов.

И уже в том же 2009 году Мальханов О.В. в своей научной работе «К вопросу о характеристиках системы автоматического регулирования энергосберегающих турбодетандерных агрегатов» высказал свое мнение о необходимости создания математической моделирующей системы с включенным в нее турбодетандером [11]. Данная инновация, по словам ученого, позволит вывести на новый технический уровень автоматизацию процесса регулирования турбодетандерного агрегата. Помимо описанных Мальхановым О.В. деталей по созданию математической модели, в статье можно встретить личные исследовательские заметки автора по поводу динамических характеристик моделирующей системы.

Позже в 2012 году Иванов А.В. и Стратов В.Д. в своей научной статье «Комплекс технических решений, направленных на повышение

эффективности работы НТС» описали ряд проблем, возникших при эксплуатации турбодетандерного агрегата в установке комплексной подготовки газа Бованенковского НГКМ [12]. Одной из таких наиболее существенных проблем является резкое снижение эффективности работы турбодетандера, связанное с быстрым износом алюминиевых колец выполняющих роль уплотнения соединений ТДА. По словам авторов статьи, это связано с проникновением жидкости внутрь детандерного блока турбодетандерного агрегата. Ученые рассматривают две причины данной проблемы. Одна из причин низкий уровень сепарации газового потока перед подачей его на вход детандера, в результате чего часть жидкости все таки минует процесс сепарации и впоследствии проникает в полость детандерного блока. Второй причиной может являться высокая частота вращения рабочего колеса детандера, за счет которой из газа выделяется оставшаяся часть жидкости (рис.4).

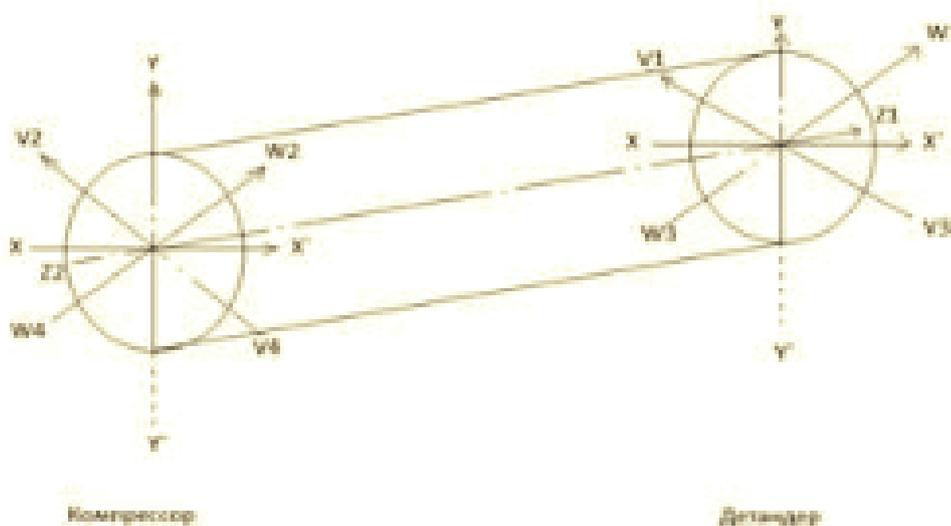


Рисунок 4 – Осевая система вращения рабочего колеса детандера [12]

Решить обе эти проблемы, по мнению авторов, можно было рядом способов: установкой датчиков контроля воды и механических примесей на входе в турбодетандерный агрегат, усовершенствованием промежуточного сепаратора (буферной емкости) внедрением в него фильтр-патронов и

повышением фильтрующей способности фильтра, установленного на входе в ТДА. Однако наиболее эффективным способом решения данной проблемы посчитали введение на вторую ступень сепарации дополнительной тарелки, оборудованной фильтр-патронами, которые позволят улавливать те самые остатки жидкости не прошедшие сепарацию газового потока (рис.5).

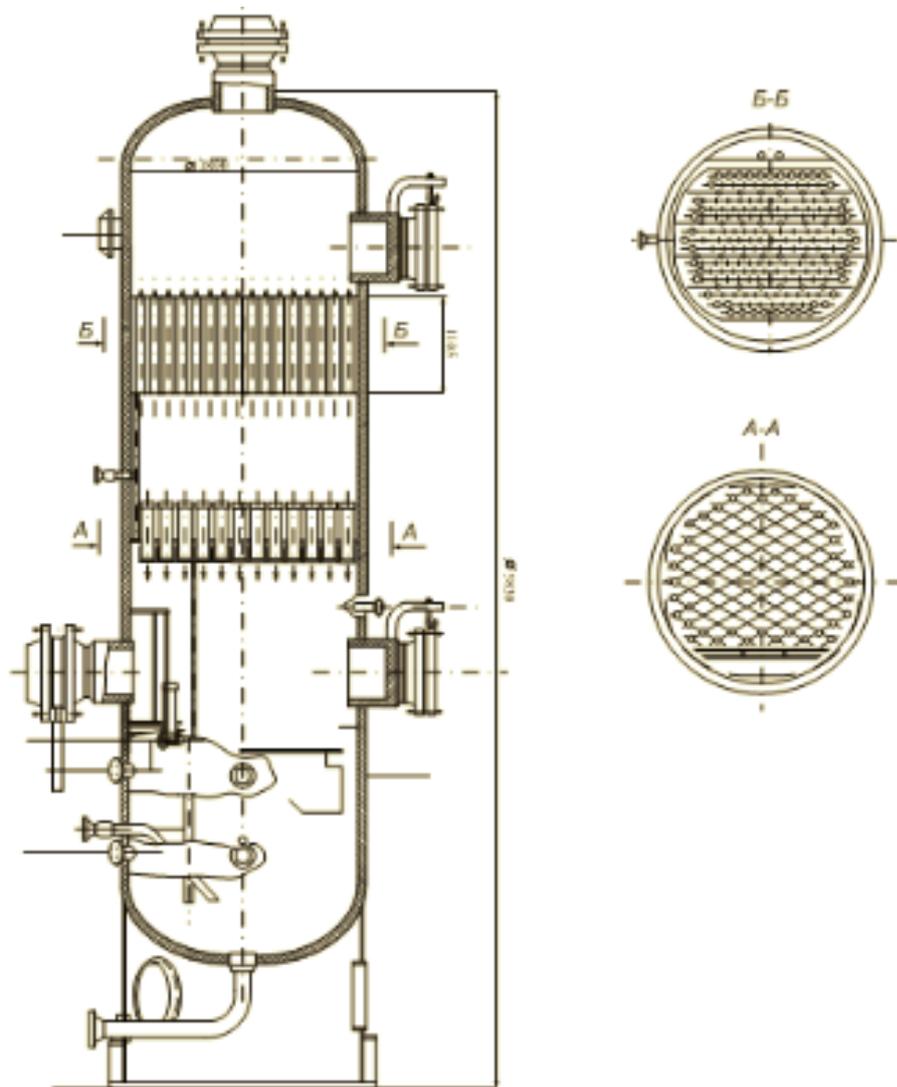


Рисунок 5 – Схема промежуточного сепаратора, оборудованного тарелкой с фильтр-патронами [12]

Функция промежуточного сепаратора состоит в отделении жидкости от газового потока. В этой жидкости в растворенном виде находятся метанол и нестабильный конденсат. Газовый поток поступает в среднюю часть буферной емкости и соприкасается с пластиной узла входа, которая

установлена под углом 90° к направлению потока газа и используется для изменения его направления и скорости. Благодаря изменению скорости происходит частичное отделение жидкости, содержащейся в газе. После чего газовый поток идет на тарелку с центробежными элементами, где газ периодически меняя направление, теряет остатки, содержащейся в нем капельной жидкости. Отсепарированная жидкость стекает вниз по стенкам сепаратора. И, учитывая недостаточную эффективность по отделению жидкости тарелки с центробежными элементами, вводится тарелка с фильтр-патронами, при прохождении через которую газовый поток теряет остатки влаги и готов к подаче в турбодетандерный агрегат.

В 2015 году происходит внедрение ТДА в установку комплексной подготовки газа и конденсата Мыльджинского газоконденсатного месторождения (МГКМ) в рамках реконструкции предприятия. В два из трех модулей подготовки газа были введены турбодетандерные агрегаты, произведенные американской компанией L.A. Turbine [13]. Благодаря этому нововведению, компания ОАО «Томскгазпром», которой принадлежит данное предприятие, стала самой первой среди нефтегазовых компаний региона, использующей эту инновационную технологию. Благодаря новой технологии стало возможным максимально эффективно использовать энергию пласта, что в свою очередь способствует совершенствованию процесса охлаждения газа вовремя его подготовки. Кроме того, по мнению специалистов МГКМ, внедрение ТДА способствует возможности поддержания давления на том уровне, который необходим для сдачи газа в магистральный трубопровод. И, по расчетам, данная инновация позволит увеличить выход жидких углеводородов, извлеченных из газа, примерно на треть по сравнению с используемой ранее эжекторной технологией.

И в этом же 2015 году, в журнале «Вести газовой науки», Прокопов А.В., Кубанов А.Н., Федулов Д.М., Цацулина Т.С. и Истомин В.А. в своей научной статье «Современное состояние технологий промышленной подготовки газа газоконденсатных месторождений» рассмотрели

современные технологии промышленной подготовки газа и конденсата на газовых и газоконденсатных промыслах Западной Сибири и полуострова Ямал [14]. Для обеспечения должного уровня качества получаемого продукта необходимо постоянное поддержание определенного значения температуры точки росы, как по углеводородам, так и по воде. Другим не менее важным параметром, характерным для российских газоконденсатных месторождений, является обеспечение низкой температуры газового потока на выходе из установки комплексной подготовки газа. Единственной наиболее эффективной технологией применяемой на отечественном производстве для обеспечения подобного режима работы служит процесс низкотемпературной сепарации. Что же касается надежного источника холодопроизводительности, то в начале 2000 годов было принято использовать дроссельную, либо эжекторную криогенную технику. Но, начиная с 2007 года крайне активно началось внедрение турбодетандерной технологии. Благодаря такой инновации извлечение углеводородов C_{5+} достигает 97-98%.

На первых этапах развития газоконденсатного промысла было принято решение внедрения технологии низкотемпературной сепарации с изоэнтальпийным расширением газа. Данный метод более прост в эксплуатации, по сравнению с остальными и лучше всего реализуется с дроссельной или эжекторной технологией. Суть установки низкотемпературной сепарации с дроссельной технологией в многоступенчатой (двух- или трех-) сепарации с охлаждением газового потока перед каждой ступенью за счет рекуперативных теплообменников. В низкотемпературных сепараторах происходит отделение капельной жидкости от газа, которая далее делится на нестабильный углеводородный конденсат и метанольный раствор. Но, тут же ярко выделяется один из недостатков дроссельной системы, а именно – потенциальная энергия, которая могла бы выделиться в ходе расширения газа, усваивается в потоке. Отсюда можно сделать вывод о том, что холодопроизводительность дроссельной технологии могла бы быть более эффективной без потери энергии.

Для дроссельной технологии низкотемпературной сепарации характерны низкие экономические затраты на уровне установки, а также простота в эксплуатации и обслуживании. Другими недостатками кроме очевидного, приведенного выше, ученые выделяют следующие:

- Для поддержания требуемого перепада давления необходимы дополнительные экономические затраты на ввод и обслуживание дожимной компрессорной станции;
- При высоких температурах окружающей среды практически невозможно достижение низкой температуры выходного газового потока. Как правило, это сопряжено с повышением давления потока до недопустимых значений.

Отдельного упоминания в работе ученых также заслуживает эжекторная технология. Основным и наиболее ярким его отличием от дроссельной системы является возможность привлечения газа дегазации в основной газовый поток. Один из наиболее удачных вариантов технологической схемы приведен на рисунке 6.

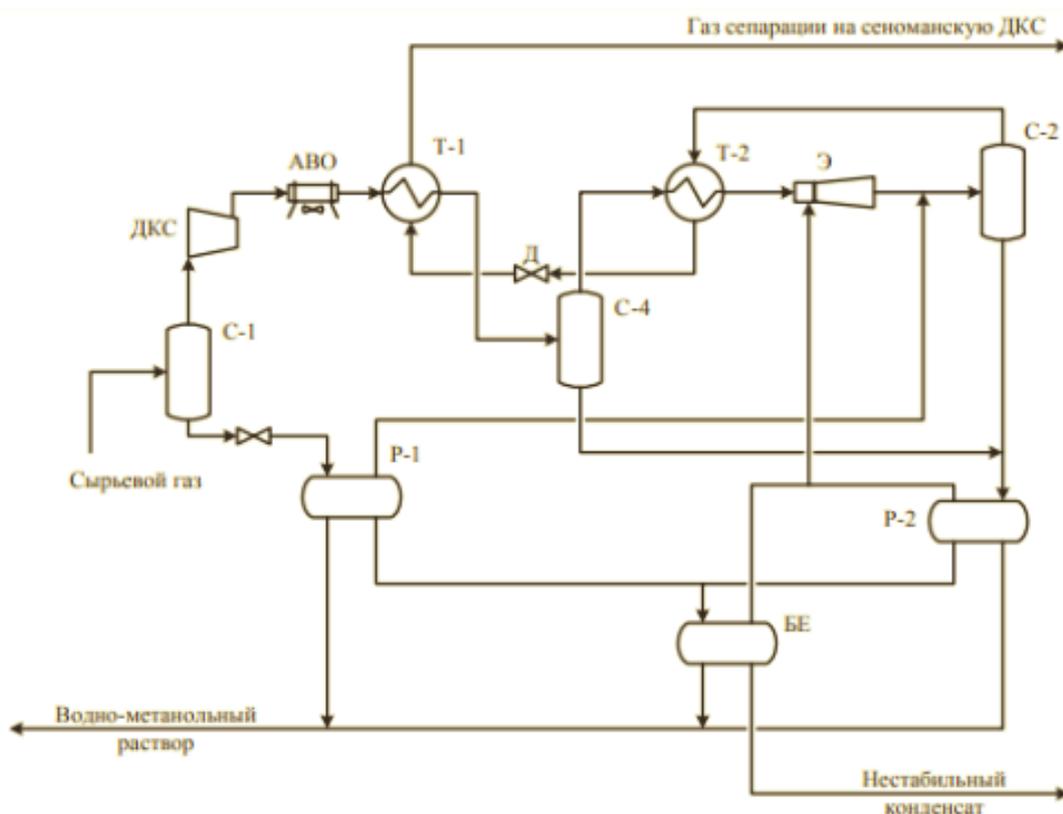


Рисунок 6 – Технологическая схема подготовки газа с использованием эжекторной технологии низкотемпературной сепарации [14]

Описание технологической схемы:

С-1, С-2, С-4 – сепараторы; Р-1, Р-2 – разделители жидкости; АВО – аппарат воздушного охлаждения; Т-1, Т-2 – рекуперативные теплообменники; Д – дроссельная система; Э – эжекторная система; БЕ – буферная емкость.

Далее учеными была рассмотрена более инновационная и эффективная технология – процесс низкотемпературной сепарации с турбодетандерным агрегатом. Технологические схемы с такой интеграцией все чаще и чаще используются в газоконденсатной отрасли России. Столь массовое использование данной технологии объясняется высокой способностью агрегата к достижению низкой температуры выходного потока газа, в отличие от эжекторной и дроссельной технологий. Турбодетандерный агрегат предполагает использование изоэнтروпийного расширения газа, как основы холодопроизводительности.

Включение ТДА в установку комплексной подготовки газа возможно двумя способами: «детандер – компрессор» и «компрессор – детандер». Соответственно в первом случае идет сначала сжатие газового потока и понижение температуры, а затем расширение газа и повышение температуры для подачи в магистральный трубопровод, а во втором случае – наоборот.

В качестве примера установки низкотемпературной сепарации с турбодетандерным агрегатом учеными была приведена технологическая схема установки комплексной подготовки газа Бованенковского НГКМ, где впервые в России и произошло введение ТДА (рис.7).

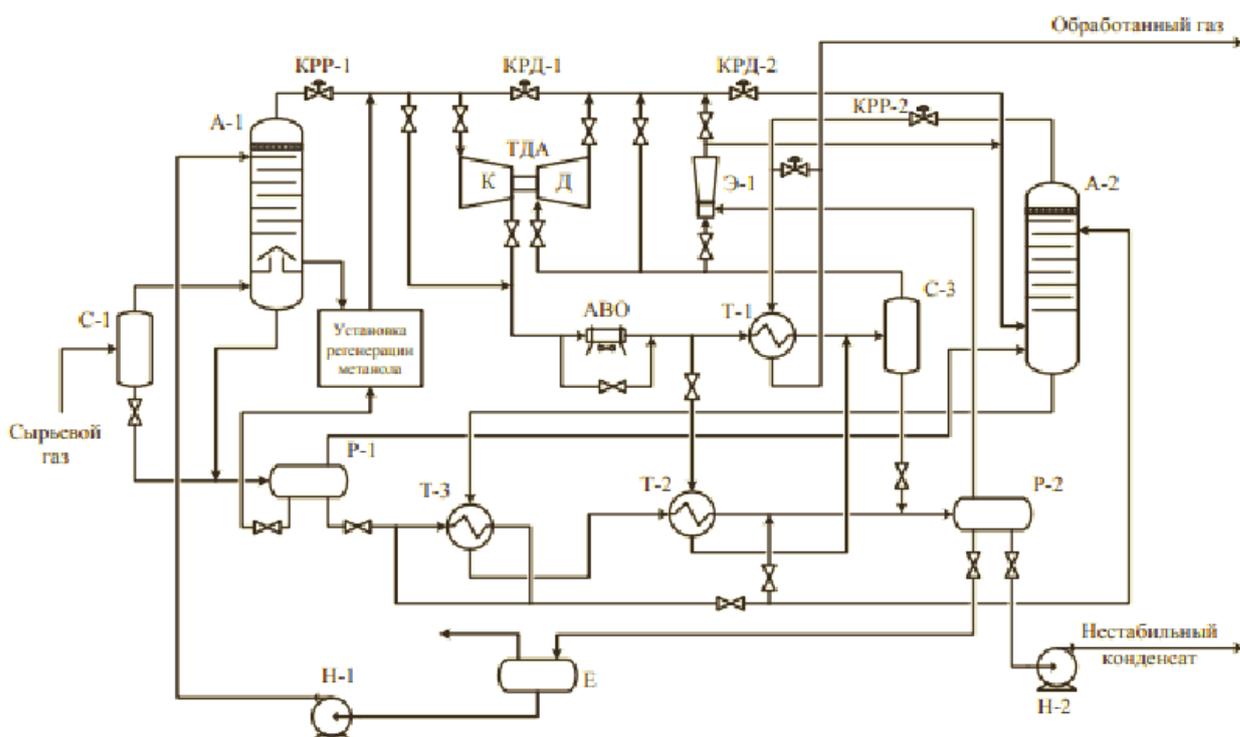


Рисунок 7 – Технологическая схема Бованенковского НГКМ с применением технологии НТС с ТДА [14]

Описание технологической схемы:

С-1, С-3 – низкотемпературные сепараторы; Т-1, Т-2, Т-3 – рекуперативные теплообменники; Р-1, Р-2 – разделители жидкости; А-1 – колонна отдувки; А-2 – абсорбционная колонна; Е – аварийная емкость; Н-1, Н-2 – насосы; Э-1 – эжекторная система; ТДА – турбодетандерный агрегат.

Благодаря внедрению ТДА в технологическую схему Бованенковского НГКМ стало возможным охлаждение газового потока на выходе из детандера до $-34\dots-29^{\circ}\text{C}$ и даже намного ниже – до -50°C . В таком случае наиболее эффективен вариант подключения «детандер-компрессор» за счет более полноценного использования холода окружающей среды. Наряду с дроссельной и эжекторной технологиями, использующими процесс изоэнтальпийного расширения газового потока, технология низкотемпературной сепарации с турбодетандерным агрегатом обладает рядом преимуществ:

- Высокой способностью снижения, либо повышения температуры выходного потока газа за счет контроля перепада давления;
- Отсутствием потребности введения в технологическую схему дожимной компрессорной станции на ранних этапах подготовки газа;
- Отсутствием иных альтернатив криогенной техники ввиду своей высокой эффективности, как в технологическом, так и в экономическом плане.

К недостаткам турбодетандерного агрегата можно отнести сложности в эксплуатации, вызванные периодическими изменениями режимов работы и параметров.

Позже, в 2018 году, Покоев Е.Р. и Кузьменко Е.А. в научной статье «Исследование и моделирование колонны отдувки метанола в технологии промышленной подготовки газа» привели крайне эффективную систему совместной работы турбодетандерного агрегата и колонны отдувки метанола на общей установке комплексной подготовки газа и конденсата [15]. В данной работе колонна отдувки метанола позволяет проводить регенерацию метанола, который впрыскивается в газовый поток для предотвращения гидратообразования. Колонна позволяет значительно сократить экономические расходы на покупку технического метанола и, соответственно, предоставляет возможность безопасной эксплуатации всего

оборудования УКПГиК и турбодетандерного агрегата, чьи элементы весьма чувствительны, как уже отмечалось выше, к влаге, в частности.

В сентябре 2018 года, после строительства УКПГиК, произошло внедрение турбодетандерного агрегата и в технологическую схему Казанского нефтегазоконденсатного месторождения (КНГКМ) компании ОАО «Томскгазпром». КНГКМ еще до строительства установки комплексной подготовки газа и конденсата являлось ключевым месторождением компании [16]. Именно за счет его ввода в эксплуатацию в 2009 году, ОАО «Томскгазпром» получил свою первую нефть. Но, в то время газ, добываемый на КНГКМ, шел по трубопроводу на МГКМ и проходил обработку там. Теперь же, с введением УКПГиК, месторождение получило возможность самостоятельно доводить сырье до товарного качества. Турбодетандерные агрегаты, которые функционируют на КНГКМ, конструктивно схожи с теми, что используются на МГКМ и прекрасно справляются со своей прямой работой – охлаждением, проходящего через них газового потока.

Немаловажное значение в интеграции ТДА в технологию низкотемпературной сепарации сыграла экономическая эффективность данного процесса [17]. В данном сегменте самым основным преимуществом турбодетандерной технологии, несомненно, является способность детандера турбодетандерного агрегата, в процессе работы, вырабатывать потенциальную энергию, которая используется для энергопитания компрессора данного агрегата.

Так, например, в 2015 году Кобилев Х.Х., Гойибова Д. Ф. и Назарова А. П. в своей статье «Низкотемпературная сепарация углеводородов из природного и нефтяного попутного газов», опубликованной в научном журнале «Молодой ученый», отметили высокую экономическую эффективность технологии ТДА [18]. По их словам низкотемпературная сепарация газа с использованием турбодетандерной технологии является одним из наиболее эффективных процессов отделения из сырого газа

высококипящих компонентов. Помимо этого учеными была доказана практическая польза НТС, как метода дегидратации газового потока, поскольку под действием пониженных температур содержащаяся в потоке газа капельная жидкость переходит в кристаллогидраты и, в дальнейшем, отделяется от газа.

Благодаря способности турбодетандерного агрегата использовать энергию самого газового потока для превращения ее в холод, низкотемпературная сепарация является экономически более выгодным процессом по сравнению с другими похожими технологиями. По их словам, именно из-за отсутствия дополнительного источника энергопитания ТДА превосходит используемую ранее криогенную технику.

1.1.4 Необходимость создания моделирующей системы УКПГ с включенным в нее ТДА

Также хочется отметить информационно-моделирующую систему установки комплексной подготовки газа и конденсата, разработанную научным коллективом Томского политехнического университета – Кравцовым А.В., Ушевой Н.В., Мойзес О.Е, Кузьменко Е.А. и Гавриковым А.А.. Данная разработка, представленная в виде научной статьи «Информационно-моделирующая система процессов подготовки газа и газового конденсата», имеет высокую ценность не только в области исследования влияния технологических параметров газового потока на качественный состав товарного газа, но также и в рамках оптимизации рабочего режима промышленной установки комплексной подготовки газа [19]. Разработанная учеными кафедры ХТТ и ХК моделирующая система, состоит из трех ключевых модулей расчета: материальных балансов потоков, компонентного состава газового потока и процессов промышленной подготовки газоконденсата. Данные для расчета и построения

математической модели были взяты на основе информации, полученной с промышленной установки комплексной подготовки газа Мыльджинского газоконденсатного месторождения в ходе командировки одного из членов научной группы. Кроме описанных выше возможностей данной информационно-моделирующей системы (ИМС), стоит выделить также способность модели к прогнозированию влияния внешних климатических условий, компонентного состава исследуемой среды, расходов газа, а также конструктивных особенностей аппаратов, которые эксплуатируются на установке комплексной подготовки газа МГКМ [19]. Описанная ИМС легко адаптируется и видоизменяется практически под любую промышленную установку, использующую в своей основе процесс низкотемпературной сепарации. При ее интеграции в технологическую схему УКПГиК появляется возможность подбора наиболее оптимальных рабочих параметров и технологических режимов, что, в свою очередь, значительно увеличит выход товарного газа и даст возможность оценить его качество.

А после разработки математической модели газового потока, проходящего через ТДА, изложенной в экспериментальной части данной научной работы, и ее последующего внедрения на производство, экономическая эффективность использования турбодетандерного агрегата станет еще больше [20]. Благодаря возможности прогнозирования изменений рабочих параметров процесса, данную математическую модель можно успешно применять в качестве тренажера для обучения оперативного персонала установки комплексной подготовки газа и конденсата. А при ее дальнейшем развитии и включении в модуль расчета ТДА с дальнейшим внедрением в моделирующую систему промысловой подготовки газа.

1.2 Совершенствование технологии комплексной подготовки газа на УКПГ

1.2.1 Применение технологии низкотемпературной сепарации на газоконденсатных промыслах

Низкотемпературной сепарацией (НТС) газа называется процесс промышленной подготовки и обработки природного газа, для извлечения целевого продукта – газоконденсата. Суть технологии процесса состоит в ступенчатой сепарации газожидкостной смеси при постепенном понижении температуры, которое достигается благодаря рекуперации холода на последней сепарационной ступени. Рекуперация холода достигается разными способами такими, как применение холодильного цикла, либо получение холода за счет энергии пласта [51]. Данная технология уникальна тем, что применима практически для любых климатических условий и кроме того допускает присутствие в газовом потоке неуглеводородных компонентов. Также метод НТС предоставляет возможность обеспечения точки росы по воде и углеводородам, а также позволяет вывести уровень извлечения газового конденсата из газового потока до 97%.

Существует несколько вариантов низкотемпературной сепарации. Одним из вариантов является использование дроссель-эффекта вместе с технологией НТС. Дросселирование газового потока – это понижение температуры газа, вызванное падением его давления. Таким образом, данный процесс основан на изоэнтальпийном расширении газа [22]. Это один из самых простых способов обеспечения постоянного охлаждения потока газа из используемых на установках комплексной подготовки газа (УКПГ). Одним из самых значимых преимуществ дросселирования является простота в эксплуатации и, как следствие, высокая надежность в работе. Но есть и свои недостатки в использовании такой технологии. Одним из таких минусов

являются значительные энергозатраты на осуществление процесса охлаждения.

Работу технологии низкотемпературной сепарации в интеграции с дроссель-эффектом рассмотрим на примере технологической схемы Уренгойского газоконденсатного месторождения (рис.8).

На начальных этапах подготовки сырья, пройдя дросселирование, поступает на первую ступень сепарации С-1, где происходит первое отделение от газового потока механических примесей, воды и сопутствующих жидкостей в виде конденсата. Далее газ идет на теплообменник класса «газ-газ» Т-1. На данном этапе поток охлаждается обратным потоком газа, который отводится с верхней части сепаратора С-2 [22]. В сепараторе С-4 происходит отделение жидкости от газового потока, которая образовалась в процессе его охлаждения на теплообменнике Т-1. Далее газ охлаждается благодаря дросселированию при постоянном понижении давления. Для предотвращения гидратообразования перед теплообменниками Т-1 и Т-2 происходит ввод раствора метанола в газовый поток. Осушенный газ после всех ступеней сепарации попадает в газовый коллектор.

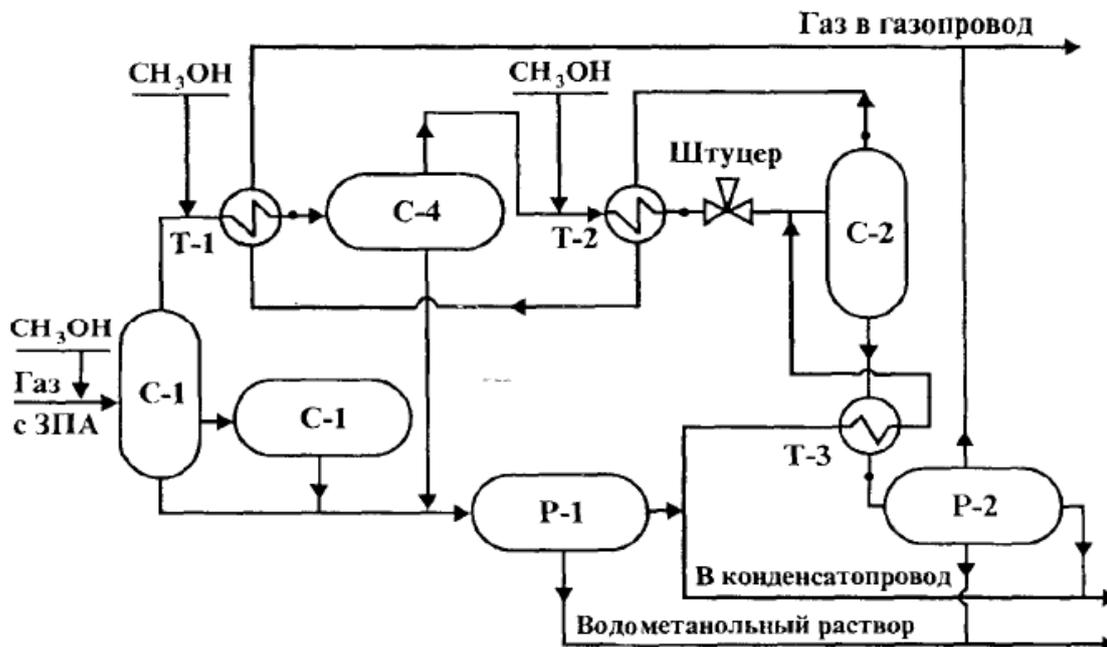


Рисунок 8 – Технологическая схема подготовки газа и газоконденсата на установке низкотемпературной сепарации Уренгойского ГКМ [22]

C-1, C-2, C-4 – газовые сепараторы; T-1, T-2, T-3 – теплообменники; P-1, P-2 – разделители жидкости.

Поток газового конденсата из сепараторов C-1 и C-4 объединяются и поступают в разделитель жидкости P-1, а жидкости из C-2 – в P-2. После предварительной дегазации оба потока газоконденсата объединяются и направляются на Уренгойский завод по переработке газового конденсата.

1.2.2 Использование турбодетандерных агрегатов в технологии низкотемпературной сепарации

Турбодетандерами называются турбомашин, используемые для расширения газов. Название турбодетандера состоит из двух слов: «турбина» - т.е. лопаточный двигатель, преобразующий энергию газового потока в

механическую, и «детандер», что означает расширение сжатого. Отличие турбины от турбодетандера заключается в том, что основное назначение турбины это выработка механической энергии, а основное назначение турбодетандера это холодопроизводительность [23].

Совместное использование технологии низкотемпературной сепарации и турбодетандерного агрегата является еще одним вариантом метода НТС. Дроссель-эффект, рассмотренный выше, имел один существенный недостаток – экономически неэффективные энергозатраты для обеспечения необходимой холодопроизводительности, чего нельзя сказать о работе турбодетандерного агрегата, суть работы которого заключается в использовании производимой им самим энергии.

В промышленной подготовке газа ТДА могут выполнять разные функции:

- Охлаждение природного газа перед его транспортировкой по магистральному газопроводу;
- Выработка электроэнергии для газораспределительных станций;
- Эксплуатация в качестве компрессора высокого давления для подачи газа в подземные хранилища.

На газоконденсатных промыслах для подготовки газа как правило используют схемы низкотемпературной сепарации, благодаря которым происходит очистка и осушка газового потока от фракций низкокипящих углеводородов [23]. Что же касается эффективного отделения описанных фракций с помощью сепаратора, то необходимо, чтобы температура газового потока не была выше точки росы.

Эффективность работы установок низкотемпературной сепарации зависит не только от состава газа, но температуры и давления процесса. Одна из самых распространенных технологических схем установки НТС с турбодетандерным агрегатом изображена на рисунке 9.

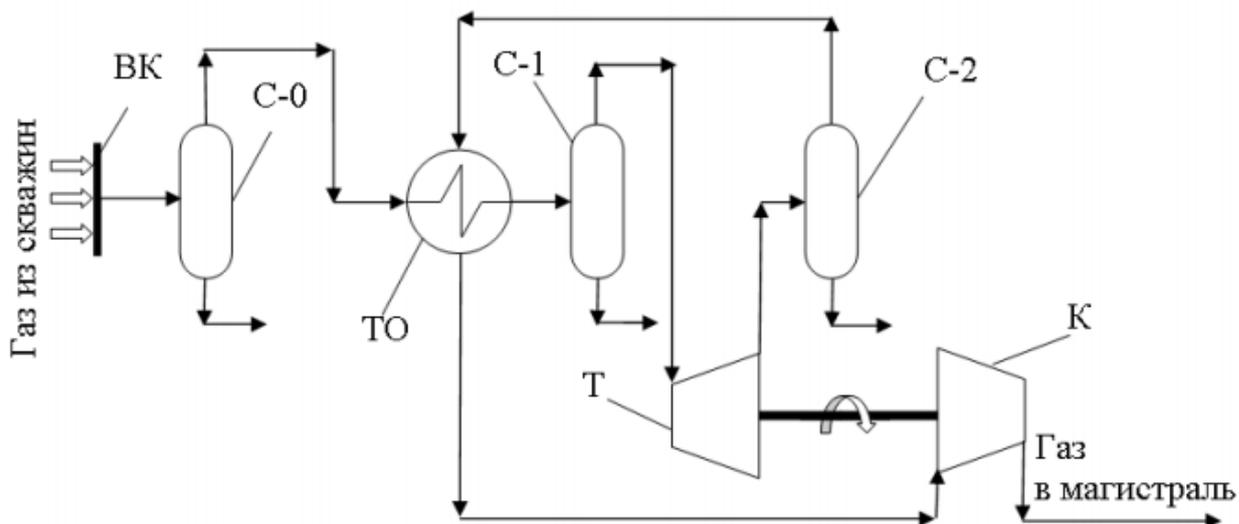


Рисунок 9 – Схема низкотемпературной separации с турбодетандерным агрегатом [24]

ВК – входной коллектор; С-0, С-1 – сепараторы предварительной, вторичной очистки соответственно; С-2 – низкотемпературный сепаратор; ТО – рекуперативный теплообменник; Т – турбина турбодетандерного агрегата; К – компрессор

Осушенный газ направляется в турбодетандерный агрегат, в котором происходит расширение газа с падением температуры и давления. При этом происходит частичная конденсация газа и он становится влажным. Расширяясь в ТДА, газ вырабатывает механическую энергию, которую отдает присоединенному компрессору [24]. После чего влажный газ идет в сепаратор С-2, в котором происходит дополнительное разделение на жидкую и газовую фазы. Из сепаратора С-2 сухой газ направляется в рекуперативный теплообменник, в котором он отдает свой холод сырому газу [24]. После теплообменника нагретый сухой газ идет в компрессор, присоединенный к турбодетандерному агрегату, в котором компримируется и после роста давления и температуры направляется в магистральный газопровод.

Как уже говорилось выше, данная схема характерна для газоконденсатных месторождений и применяется в тех установках комплексной подготовки газа, в которых необходимо произвести осушку или очистку газового потока от фракций низкокипящих углеводородов. Давление газового потока на выходе из турбодетандера как правило колеблется в диапазоне от 4 до 7 МПа, а температура – от минус 15 до минус 65⁰С [24].

1.2.3 Использование изоэнтропийного эффекта турбодетандерного агрегата для обеспечения технологии низкотемпературной сепарации

Одними из наиболее крупнейших месторождений на юге Западной Сибири являются Мыльджинское газоконденсатное и Казанское нефтегазоконденсатное месторождения. Данные промыслы относятся к крупной нефтегазовой компании ОАО «Томскгазпром». На описанных месторождениях добыча газа достигает 10 миллиардов кубометров в год, но наиболее интересной их особенностью, в рамках данной выпускной квалификационной работы, является использование процесса низкотемпературной сепарации совместно с технологией изоэнтропийного эффекта в турбодетандерном агрегате [25].

Мыльджинское ГКМ эксплуатируется, начиная с 20 мая 1999 года. Изначально на установке комплексной подготовки газа использовался вариант комбинирования процесса НТС с дроссель-эффектом. Но, уже в 2015 году в модули подготовки газа (МППГ) были введены два турбодетандерных агрегата, которые уже через два года не только показали свое превосходство над процессом дросселирования, но и оказались экономически более выгодны, как в обслуживании, так и в работе [25].

Когда компания поняла какой эффект произвело данное нововведение, турбодетандеры вместе с установкой комплексной подготовки газа и конденсата (УКПГиК) были введены и на Казанском НГКМ, которое ранее занималось только подготовкой нефти и добычей газа, для дальнейшей транспортировки его на МГКМ.

На данный момент, на Мыльджинском ГКМ функционируют уже три турбодетандерных агрегата (по одному в каждом модуле подготовки газа), а на Казанском НГКМ – два турбодетандера. Именно на примере данных газоконденсатных месторождений ниже будут рассмотрены и описаны технологические схемы подготовки газа и газоконденсата.

1.2.4 Описание модуля подготовки газа и газового конденсата на УКПГ Мыльджинского ГКМ

На рисунке 10 изображена технологическая схема модуля подготовки газа на примере Мыльджинского газоконденсатного месторождения.

Продукция скважин газоконденсатного месторождения представляет собой отделенный газ от сепараторов С-1 и С-2, идущий с узла входа шлейфов (УВШ) с давлением 5,0 МПа и температурой от + 4 до 23°С, поступает по трубопроводу диаметром 300мм на первую ступень сепарации в сепаратор С-1 через электроприводной кран ЭКП-10 и регулирующий клапан давления КР-1. Благодаря регулируемому клапану КР-1 на входе в сепаратор С1 наблюдается постоянное давление. Управление и сигнализация состояния электроприводного крана ЭКП-10 выведена на щит в центральной операторной (ЦО). Давление газожидкостной смеси до КР-1 и после замеряется при помощи электроконтактных манометров ЭКМ поз. РІА М3.9 и поз. РІА М3.10 с выводом предупредительной сигнализации «min» и «max» давления в ЦО [26].

Для предотвращения гидратообразования перед регулирующим клапаном КР-1 предусмотрена линия подачи технического метилового спирта через шаровой кран ЗК-250 из БДИ-2. Давление метанола в трубопроводе замеряется техническим манометром [26].

Для предотвращения резкого повышения давления на входе в С-1 установлены два предохранительных клапана ПК-1 и ПК-2, настроенные на давление срабатывания 8,0 МПа [26]. В сепараторе первой ступени С-1, под действием сил тяжести происходит предварительное отделение из газового потока капельной жидкости и механических примесей.

Отделившаяся жидкая фаза (углеводородный конденсат, метанольная вода и механические примеси) через фильтр сетчатый ФС-1, клапан регулятор уровня ЗКлр-21 и клапан запорный ЗКлз-12 отводится в разделитель жидкости РЖ-1 с давлением от 4,2 до 5,4 МПа и температурой от + 3 до 23°С [26]. Так же существует возможность отвода жидкости из С-1

через краны Кр-1/1,2,3 в РЖ-1 и РЖ-2 по линии пластовой жидкости с дожимной компрессорной станцией.

Частично отсепарированный газовый поток, по трубопроводу Ду300, с температурой от + 4 до 18°C и давлением до 5,1 МПа из сепаратора С-1, при закрытом Кр-20.3 и Кр-20а.3, направляется через Кр-7.3 в трубное пространство теплообменника «газ-газ» Т-3, где нагревается обратным потоком газа от газоперекачивающего аппарата (ГПА) с температурой от + 15 до 33°C, проходящего по затрубному пространству, до температуры от + 18 до 23°C [27]. Далее газ поступает на вход в горизонтальные сепараторы ФС-1 и ФС-2 цеха сепарации дожимной компрессорной станции, очищенный газ направляется на всас ГПА, а отсепарированная жидкость поступает на вход разделителей жидкости РЖ-1 и РЖ-2 по линии пластовой жидкости через краны К-1 и К-2 [27].

После компримирования на газоперекачивающем аппарате газ с давлением 7,0 МПа, температурой от + 35 до 45°C направляется на аппараты воздушного охлаждения АВО-4, АВО-5 и АВО-6, где охлаждается до температуры от + 25 до 35°C [27]. Затем частично охлажденный газ разделяется на два потока, часть, в качестве отдувочного газа, по трубопроводу Ду 300 подается на колонну отдувки метанола К-1, остальная часть газа направляется в межтрубное пространство теплообменника «газ-газ» Т-3, где охлаждается до температуры от 20 до 25°C [27]. После охлаждения и насыщения метанолом потоки объединяются и через кран Кр-8 подаются в трубное пространство двухсекционных теплообменников «газ-газ» Т-1 и Т-, установленных параллельно. Там поток газа охлаждается обратным потоком холодного осушенного газа, проходящего по затрубному пространству теплообменников Т-1 и Т-2 до температуры - 22°C [27].

Для предотвращения гидратообразования в трубном пространстве Т-1 и Т-2 предусмотрена подача метанола, по метанолопроводу Ду15, через узел ввода метанола УВМ-1. Подача метанола в трубопровод Ду300 производится

через прямой впрыск 3К-4/М и 3К-1/М, подача в тело теплообменника осуществляется через 3К-2/М, 3К-3/М, 3К-5/М и 3К-6/М [28].

В УВМ также осуществляется дозирование и учёт расхода метанола, который подается от БДИ-2.

Для того чтобы предотвратить превышение давления, на входе в сепаратор С-2 установлены сдвоенные предохранительные клапаны ПК-2, настроенные на давление срабатывания 8,0 МПа [28].

В сепараторе С-2 происходит отделение капельной жидкости, которая сконденсировалась из-за снижения температуры в теплообменниках Т-1 и Т-2.

Отсепарированные в сепараторе С-2 газовый конденсат, вода и метанол, через клапан регулятор уровня 3Клр-22 и клапан запорный 3Клз-14 с давлением от 2,3 до 2,7 МПа и температурой до - 38°С поступает в межтрубное пространство теплообменника ТК-1, где нагревается обратным потоком газа с блочной компрессорной станции до температуры от - 20 до + 28°С, после чего поток проходит через трубное пространство теплообменника ТР-2, где нагревается до температуры от 17 до 35 °С при помощи стабильного конденсата от УДСК или пара от котельной и выводится в разделитель жидкости РЖ-2 [28].

Освобожденный от капельной жидкости газовый поток из С-2, по трубопроводу Ду 150, с температурой до - 21°С и с давлением 7,0 МПа, идет на лопатки входного направляющего аппарата детандер компрессорного агрегата, где давление снижается до 6 Мпа [28]. Благодаря расширению газа внутри турбины, потенциальная энергия его давления преобразуется в механическую работу, что обеспечивает охлаждение газа до - 18,23°С[28]. Нагрузку турбины создает центробежный компрессор. Оператор, дистанционно или по месту, изменяя степень открытия лопаток входного направляющего аппарата, изменяет расход газа через турбину в диапазоне от

2,5 млн. $\text{нм}^3/\text{день}$ до 6,0 млн. $\text{нм}^3/\text{день}$ [28]. После турбины газ поступает на третью ступень низкотемпературной сепарации С-3. Так же на вход сепаратора С-3 с давлением от 3,5 до 5,1 МПа поступают газы с блочной компрессорной станции, которые охлаждены до температуры - 18°C в трубном пространстве теплообменника ТК-1 при помощи обратного потока конденсата от сепараторов С-2 и С-3 [28].

На входе в сепаратор С-3 установлен регулирующий клапан КР-3, обеспечивающий стабильное давление газа от 3,8 до 5,3 МПа []. Клапан предназначен для работы по резервной схеме подготовки газа и осуществления плавного пуска ДКА. Отбор газа на ДКА производится до КР-3, поступление охлажденного газа, после КР-3. Давление до и после КР-3 замеряется электроконтактными манометрами поз. РІА М3.8 и поз. РІА М3.6 с выводом предупредительной сигнализации давления в ЦО [28].

Для предотвращения повышения давления выше нормы на входе сепаратора С-3, установлены двойные предохранительные клапаны ПК-3, срабатывающие при давлении 6,0 Мпа [28]. В сепараторе С-3 происходит отделение капельной жидкости, которая конденсируется при снижении температуры до - 38°C и давления от 3,4 до 5,1 МПа [28].

Прошедший через сепаратор С-3 углеводородный конденсат по уровню через регулирующий клапан уровня ЗКлр-26 и запорный клапан ЗКлз-15, при объединении с потоком жидкости с С-2, с давлением от 2,2 до 2,7 МПа и температурой до - 38°C поступает в межтрубное пространство теплообменника ТК-1, где нагревается обратным потоком газа с БКС в диапазоне температур от - 20 и до + 28°C, после чего поток проходит через трубное пространство теплообменника ТР-2 (рис. 6), где нагревается до температуры от 20 до 35°C стабильным конденсатом от установки деэтанзации и стабилизации конденсата или паром от котельной и выводится в разделитель жидкости РЖ-2 [28].

Отделенный от углеводородного конденсата и влаги природный газ, из низкотемпературного сепаратора С-3, после замера расхода газа на быстросъемной диафрагме, с температурой до -38°C и с давлением от 3,5 до 5,2 МПа поступает в межтрубное пространство теплообменников Т-1 и Т-2, где нагревается прямым потоком сырого газа до 16°C [28].

Нагретый до 16°C поток газа из теплообменников Т-1/3, Т-2/3, поступает в компрессор детандер-компрессорного агрегата, где компримируется до давления 5,4 МПа [28].

Осушенный природный газ с температурой от $+15$ до 30°C и давлением 5,4 МПа после регулирующего клапана ЗКлр-35, обратный клапан ОК-90, электроприводные краны ЭКП-11, ЭКП-22, ЭКП-18 и ЭКП-19, направляется на один из замерных узлов коммерческого учета газа (УКУГ) и затем, через электроприводные краны ЭКП-20 и ЭКП-21, в магистральный газовый трубопровод [28]. После регулирующего клапана ЗКлр-35, перед ЭКП-11, предусмотрен аварийный сброс давления газа на факел высокого давления (ФВД), через электроприводной кран ЭКП-42.

Жидкая фаза из сепаратора С-1 по трубопроводу Ду150, с давлением до 4,8 МПа и температурой от 10 до 20°C направляется через регулирующий клапан ЗКлр-21 в разделитель жидкости РЖ-1, где происходит разделение на углеводородный конденсат, газ и метанольную воду [28].

В этот же поток жидкости от установки дозирочной электронасосной (УДЭ-3) предусмотрена подача деэмульгатора при помощи электронасоса НД-3, с изменяемым ходом штока для регулировки подачи деэмульгатора для разрушения водонефтяных эмульсий.

В линию входа конденсата в РЖ-1 предусмотрена подача жидкости от С-1,2 через клапан КлР-4 и клапан отсекающий КЛО-3. Жидкость из сепаратора С-1 подается в линию пластовой жидкости от ДКС [28].

Метанольная вода из разделителя жидкости РЖ-1 по уровню через клапан ЗКлр-28, под давлением 0,2 МПа по трубопроводу Ду50 подается в выветриватели газа ВГ-1 и ВГ-2 [28].

Газ дегазации из РЖ-1 с давлением 3,0 МПа и температурой от 10 до 20°C через клапан давления ЗКлр-27, по трубопроводу Ду50, подается на вход в блочную компрессорную станцию. Так же имеется возможность регулируемого сброса газа дегазации на факел высокого давления через КЛЗ-34 и в сепаратор С-3 [28].

Углеводородный конденсат из РЖ-1 подается на всас насосных агрегатов НУ-1 и НК-2 и по уровню через регулирующий клапан ЗКлР-1/Н, под давлением от 2,6 до 2,8 МПа перекачивается в разделитель жидкости РЖ-2 [28].

Для того чтобы предотвратить излишний рост давления в разделителе жидкости РЖ-1 предусмотрены два предохранительных клапана ПК-4, которые настроены на давление срабатывания 6,0 МПа [29].

Газовый конденсат, полученный в сепараторах С-2 и С-3 с давлением от 2,5 до 2,7 МПа и температурой - 38°C подается в межтрубное пространство теплообменника ТК-1, где нагревается обратным потоком газа с блочной компрессорной станции до температуры от - 20 до +19°C [29].

Для предотвращения превышения давления на входе углеводородного конденсата в теплообменник ТК-1, установлен предохранительный клапан ПК-7, который срабатывает при давлении 6,5 МПа [29].

Далее газовый конденсат идет в трубное пространство теплообменника ТР-2, где нагревается до температуры от 20 до 35°C при помощи стабильного конденсата от установки деэтанзации и стабилизации конденсата или пара от котельной. Нагретый углеводородный конденсат из

трубного пространства теплообменника ТР-2 с давлением от 2,5 до 2,7 МПа поступает в разделитель жидкости РЖ-2[29].

Для предотвращения превышения давления на входе углеводородного конденсата в теплообменник, установлены два предохранительных клапана ПК-6, срабатывающие при давлении 6,5 МПа [29].

В разделителе жидкости РЖ-2 происходит разделение жидкой фазы на метанольную воду и углеводородный конденсат, при учете разности плотностей, и дегазация жидкой фазы при давлении от 2,5 до 2,7 МПа [29].

Метанольная вода из разделителя жидкости РЖ-2 через регулирующий клапан уровня ЗКлр-33 выводится в виветриватель газа ВГ-1.

Конденсат из разделителя жидкости РЖ-2, проходит через регулирующий клапан уровня ЗКлр-32 и направляется на площадку переключающей арматуры УДСК.

Газ дегазации из разделителя жидкости РЖ-2, при учете давления через регулирующий клапан давления ЗКлр-31 подается на БКС, с давлением от 2,5 до 2,7 МПа и температурой от плюс 20 до 35°C. Также предусмотрена возможность регулировать сброс газа дегазации РЖ-2 на факел высокого давления через КлЗ-34/3 [30].

Для предотвращения превышения давления в разделителе жидкости РЖ-2 установлены два предохранительных клапана ПК-5.1 и ПК-5.2, настроенные на давление срабатывания 3,0 МПа [30].

Метанол на технологический модуль подготовки газа подается под давлением до 17 МПа, по трубопроводу Ду50, от насосов Н-5 для МПГ1, МПГ2 и МПГ3 блока смешения, травления и распределения метанола поступает на блок дозирования ингибитора БДИ-2 для того, чтобы распределить метанол по точкам впрыска, через узлы ввода метанола УВМ-1, УВМ-2, УВМ-3 и УВМ-4 [30].

Дренаж из аппаратов МПГ идет в подземную дренажную емкость Е-1. Дренажная емкость, объемом 45 м³, предусматривает полупогружной насосный агрегат Н-1 с подачей до 15 м³/ч [30].

Жидкость из дренажной емкости Е-1/3 под давлением до 3,5 МПа насосом Н-1 подаётся в разделитель жидкости РЖ-2, существует возможность подачи в Е-8 [30]. Также существует возможность перевода дренажа из аппаратов МПГ в аналогичную подземную емкость Е-1.

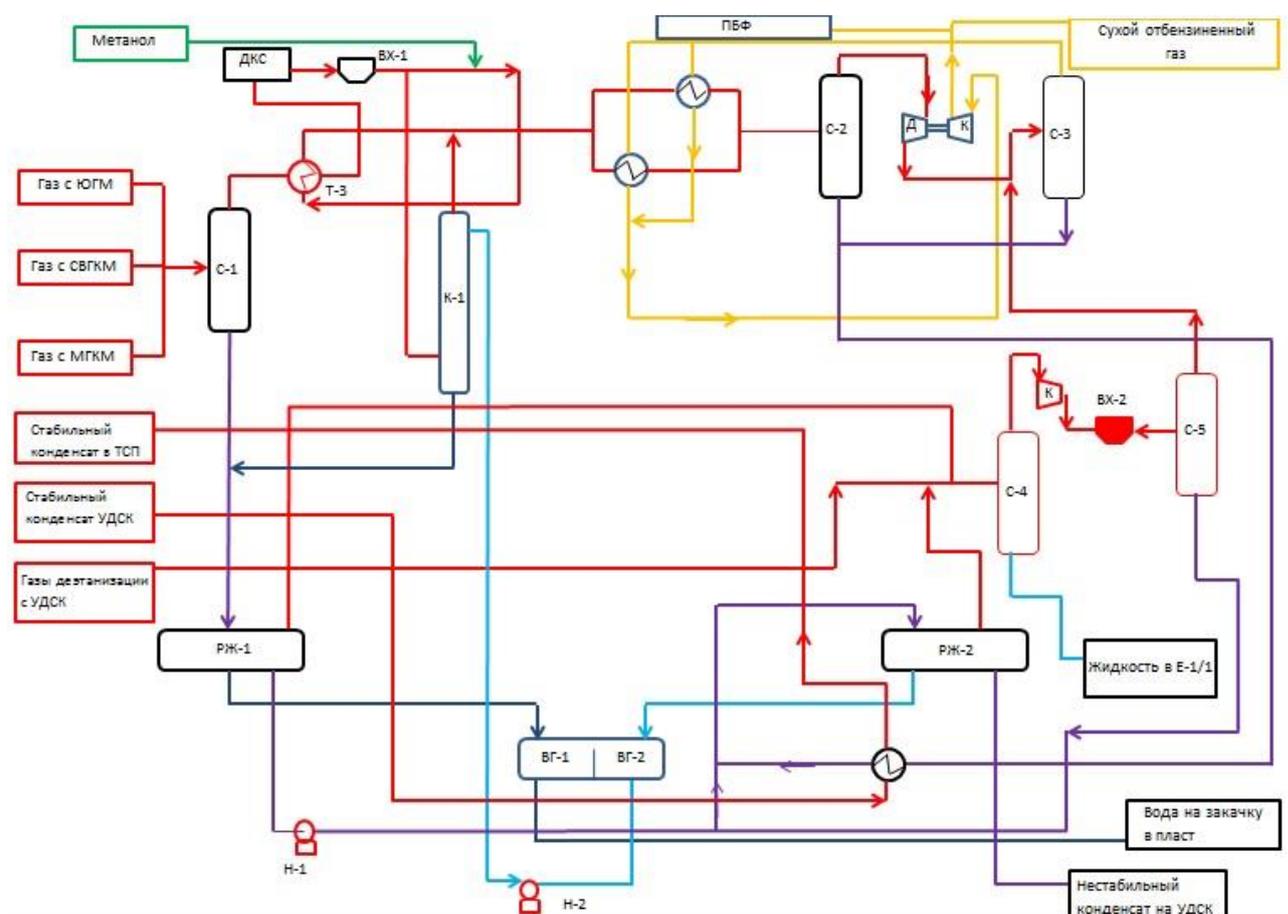


Рисунок 10 – Технологическая схема модуля подготовки газа для УКПГ МГKM [30]

С-1, С-2, С-3 – низкотемпературные сепараторы; ДКС – дожимная компрессорная станция; К-1 – колонна отдувки метанола; ТДА – турбодетандерный агрегат; ВГ-1, ВГ-2 – выветриватели газа; Т-1, Т-2-рекуперативные теплообменники; РЖ-1, РЖ-2 – разделители жидкости.

1.2.5 Описание модуля подготовки газа и газового конденсата на УКПГ Казанского НГКМ

В данном подразделе будет представлена технологическая схема модуля подготовки Казанского нефтегазоконденсатного месторождения, а также ее подробное описание (рис. 11).

Попутный нефтяной газ проходит через газокompрессорные станции (ГКС) первой и второй очереди и с температурой 18 °С и давлением 9,8 МПа заходит в трубное пространство рекуперативного теплообменника. Газовый поток охлаждается за счет холода углеводородного конденсата от сепараторов С-1 и С-2, который проходит по межтрубному пространству теплообменника Т-1 с давлением 3,0 МПа и температурой -34 °С [31]. Затем поток газа с температурой 7 °С направляется в трубные секции теплообменника Т-2 и там охлаждается до конца за счет холода осушенного газа из сепаратора С-2 проходящего по межтрубному пространству теплообменника Т-2.

Затем газ, имеющий давление 9,7 МПа и температуру -3 °С подается в сепаратор первой ступени, в котором газ очищается от жидкости при помощи центробежных и фильтрующих элементов и подается в турбодетандерный агрегат (ТДА) [31].

Для предотвращения гидратообразования предусмотрена подача метанола методом впрыскивания в газовый поток с давлением 10,0 Мпа [31]. Происходит подача метанола перед теплообменниками Т-1 и Т-2. Контроль и учет подаваемого ингибитора ведется непосредственно в блоке подачи метанола (БПМ).

Для полного охлаждения газовый поток направляется в детандерный блок турбодетандерного агрегата с давлением 9,7 МПа и температурой -3°С

[32]. На этом этапе газ охлаждается до температуры -21°C [32]. Это происходит за счет рабочего колеса ступени детандера.

Далее охлажденный природный газ поступает в низкотемпературный сепаратор С-2 с давлением 6,5 МПа и температурой -21°C , где происходит окончательное отделение от жидкости, а именно – от газоконденсата и водометанольного раствора [32].

Поток осушенного газа из низкотемпературного сепаратора С-2 проходит через межтрубное пространство теплообменника Т-2, поступает на вход импеллера компрессорного блока ТДА с температурой 1°C [32]. Далее, происходит компримирование газа и дальнейшее определение его расхода в пункте измерения расхода газа (ПИРГ) с давлением 8,0 МПа и температурой 18°C [32].

При условии работы на низкотемпературном клапане при отключенных ТДА, газ сепарации из сепаратора С-1 с давлением 9,7 МПа и температурой $-3,1^{\circ}\text{C}$ переходит в сепаратор С-2 через байпас в обход турбодетандерного агрегата [32]. После дросселирования газовый поток с давлением 5,5 МПа и температурой -21°C идет в сепаратор С-2 для отделения жидкости. Осушенный поток газа из сепаратора С-2 проходит межтрубное пространство теплообменника Т-2 и поступает на замер расхода газа в ПИРГ с давлением 5,5 МПа и температурой -2°C [32].

После измерения расхода газа поток в обоих случаях (при работе турбодетандерных агрегатов и при их отключении) идет в трубопровод КНГМ-МГКМ.

Теперь же рассмотрим процесс получения газового конденсата на установке стабилизации конденсата, входящей в состав установки комплексной подготовки газа и конденсата (УКПГиК).

Жидкость, отделенная от газового потока в низкотемпературных сепараторах С-1 и С-2, с давлением 3,0 МПа и температурой -34°C проходит через трубное пространство теплообменника Т-1 и поступает на выветриватель газа В-1 с давлением 2,9 МПа и температурой 10°C [34]. Внутри данного аппарата происходит отделение от жидкости газа дегазации, который уходит на газокompрессорные станции ГКС-1 и ГКС-2.

Нестабильный газовый конденсат из выветривателя газа В-1 проходит через фильтры и попадает в буферную емкость БЕ-1, выполняющую функцию трехфазного сепаратора, с давлением 2,8 МПа и температурой 3°C [34]. На данном этапе происходит отделение воды и нестабильного газового конденсата.

Затем, после разделения, водометанольный раствор подается на очистные сооружения установки подготовки нефти (УПН) с давлением 0,5 МПа, одна часть нестабильного конденсата переходит в трубное пространство теплообменника Т-3 с давлением 2,4 МПа. Далее эта часть нагревается встречным потоком газоконденсата, прошедшим деэтаннизацию, и, с давлением 2,5 МПа и температурой 50°C , идет на одиннадцатую тарелку колонны К-1 [34]. Другая часть нестабильного газового конденсата используется в качестве орошения деэтаннизационной колонны К-1 и подается на первую тарелку.

Из «холодной» части куба колонны деэтаннизации нестабильный газоконденсат, с давлением 2,4 МПа и температурой 96°C , подается на циркуляционные насосы БН-1, откуда, посредством разделения на два потока, поступает для нагрева в печь П-1. После прохождения змеевиков печи газовый конденсат снова направляется в «горячую» секцию колонны К-1 с температурой 105°C и давлением 2,4 МПа [35].

После процесса деэтаннизации газовый конденсат из колонны К-1 проходит охлаждение в межтрубном пространстве теплообменника Т-3, тем

самым отдавая свое тепло потоку нестабильного газового конденсата, который идет на питание колонны деэтанализации К-1 и, после чего, подается в трубное пространство теплообменника Т-4 для нагревания стабильным газоконденсатом. Следующим этапом является переход деэтанализированного газоконденсата на тринадцатую тарелку колонны стабилизации К-2 с температурой 65°C и давлением 0,8 МПа [35].

Далее, из «холодной» секции колонны К-2 газовый конденсат направляется в печь П-2 для нагрева, в очередной раз разделившись на два потока. После прохождения змеевиков печи П-2 газоконденсат переходит в «горячую» секцию колонны стабилизации К-2 с температурой 150°C и давлением 0,8 МПа [35].

Из «горячей» секции колонны К-2 газовый конденсат проходит через межтрубное пространство теплообменника Т-4 с температурой 80°C и давлением 0,9 МПа, тем самым нагревая поток газового конденсата, идущего на питание колонны К-2. После охлаждения стабильный газовый конденсат подается на дополнительное охлаждение с температурой 80°C и давлением 0,9 МПа подается в аппарат воздушного охлаждения ВХ-2 до температуры 10°C и, затем направляется в парк товарной нефти установки подготовки нефти через арматурный блок колонны стабилизации К-2 с давлением 0,8 МПа [35]. Далее стабильный газовый конденсат направляется в магистральный трубопровод для дальнейшей транспортировки.

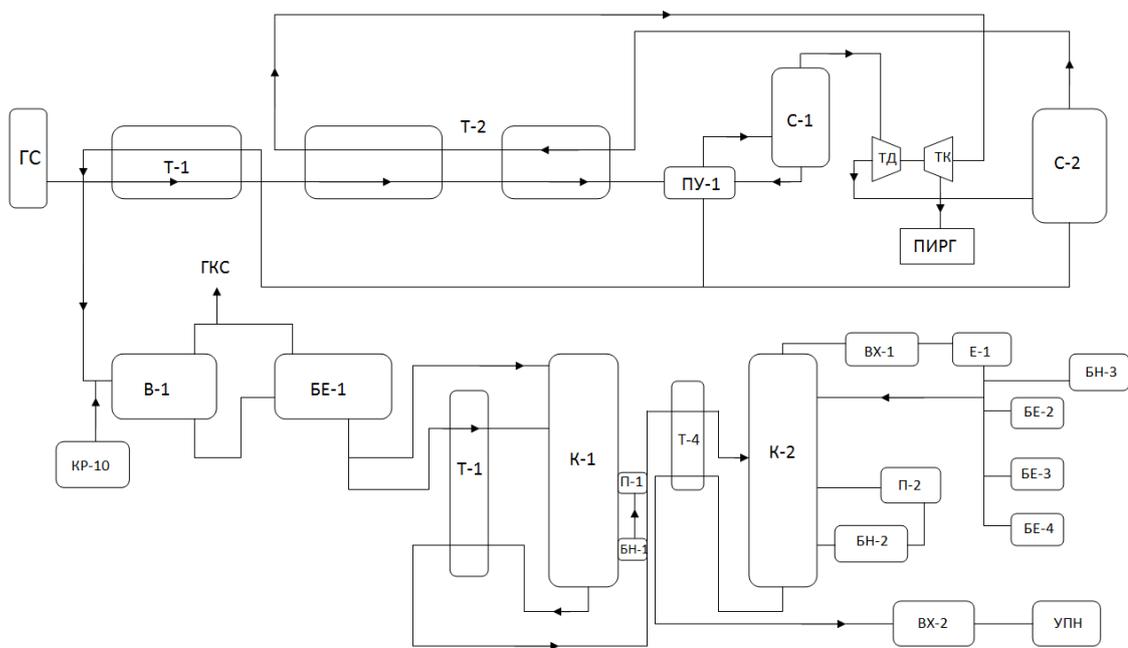


Рисунок 11 – Технологическая схема установки комплексной подготовки газа на КНГКМ [35]

С-1, С-2 – низкотемпературные сепараторы; Т-1, Т-2 – рекуперативные теплообменники; ТДА – турбодетандерный агрегат; ГКС – газокompрессорная станция; ПИРГ – пункт измерения контроля газа; В-1 – выветриватель газа; К-1 – колонна стабилизации; К-2 – колонна дестабилизации; ГС – газовый сепаратор; БЕ-1, БЕ-2, БЕ-3, БЕ-4 и БЕ-5 – буферные емкости; ВХ-1 – воздушный холодильник; УПН – установка подготовки нефти.

1.2.6 Роль турбодетандерного агрегата в процессе комплексной подготовки газа

Турбодетандерный агрегат – аппарат, предназначенный для расширения и сжатия природного газа. Расширение газового потока реализуется за счет детандерной части ТДА, а сжатие – благодаря

компрессорному блоку турбодетандера [36]. Кроме основных рабочих блоков в конструкцию аппарата входят масляные насосы, аппарат воздушного охлаждения, запорно-регулирующая арматура (ЗРА) и единая система смазки, позволяющая обеспечить циркуляцию охлажденного и прошедшего фильтрацию смазочного масла под давлением, которое, в свою очередь, используется для смазки подшипников ТДА.

Для предотвращения попадания смазочного масла внутрь корпуса турбодетандерного агрегата используется уплотнительный газ, который подается в ТДА через лабиринтные уплотнения с предварительным нагревом в теплообменнике «газ-вода» до 54°С [37].

После прохождения через уплотнения газ смешивается с маслом для подшипников и общим потоком переходит в емкость системы смазки, которая находится на внешней раме турбодетандерного агрегата. Далее происходит отделение уплотнительного газа от масла и его дальнейший переход на новый цикл.

2. Моделирование технологии комплексной подготовки газа

В данном разделе будут рассмотрены: результаты моделирования технологии комплексной подготовки газа с использованием моделирующей системы УКПГ, алгоритмы расчета температуры газового потока на выходе из турбодетандерного агрегата на примере технологий, используемых на установках комплексной подготовки газа Мыльджинского ГКМ и Казанского НГКМ [38]. Также, ниже будет приведен сравнительный анализ результатов расчета требуемого параметра с экспериментальными значениями для двух месторождений [39].

2.1 Расчет компонентного состава газового потока при помощи информационно-моделирующей системы УКПГ

На рисунке 1 представлено сервисное окно моделирующей системы УКПГ с расчетной схемой установки комплексной подготовки газа.

Помимо этого можно выбрать для расчета модуль подготовки газа: МПГ 1 или МПГ 2 (рис. 12).

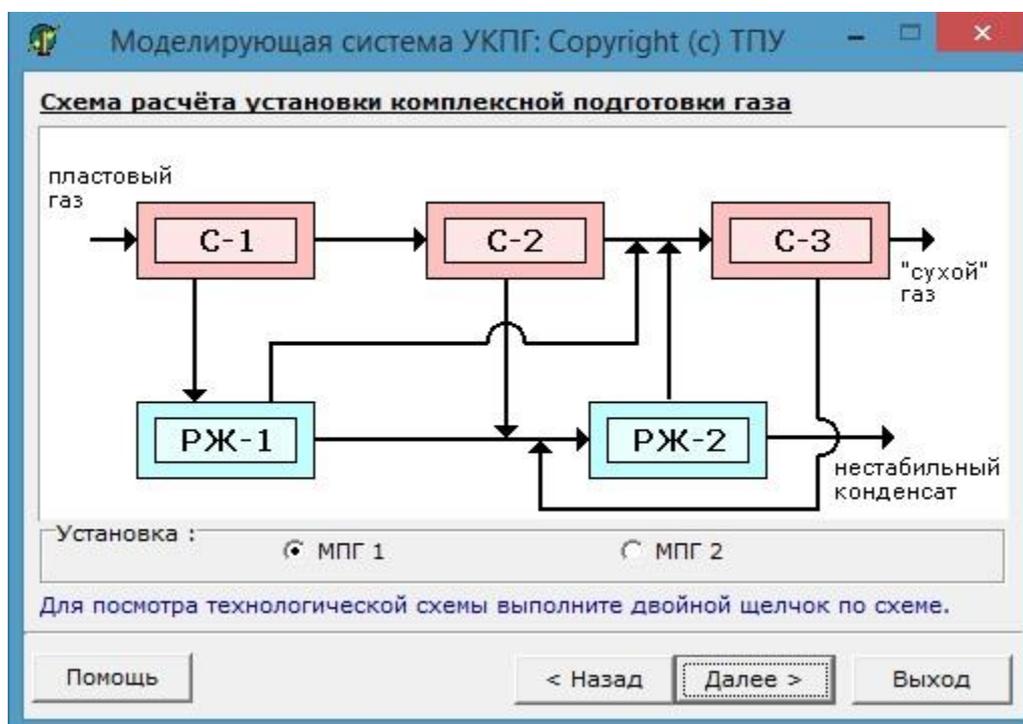


Рисунок 12 – Схема расчета установки комплексной подготовки газа

На следующем этапе задаются состав и расход пластовой смеси. Состав представлен в таблице 1. Расход пластовой смеси равен 184852,800 кг/час.

Таблица 1 – Состав пластовой смеси

Компонент исходной смеси	Значение, % моль
CO ₂	0,244
N ₂	3,548
CH ₄	83,840
C ₂ H ₆	4,088
C ₃ H ₈	3,630
i-C ₄ H ₁₀	1,074
C ₄ H ₁₀	1,171
i-C ₅ H ₁₂	0,428
C ₅ H ₁₂	0,250
C ₆₊	0,938
H ₂ O	0,791
CH ₃ OH	0,00

Далее задается состав газа деэтанализации (табл. 2), расход которого равен 1475 кг/час.

Таблица 2 – Состав газа деэтанализации

Компонент деэтанализации	Значение, % моль
CO ₂	1,27
N ₂	0,50
CH ₄	66,07
C ₂ H ₆	16,89
C ₃ H ₈	9,5
i-C ₄ H ₁₀	2,27
C ₄ H ₁₀	2,22
i-C ₅ H ₁₂	0,65
C ₅ H ₁₂	0,48
C ₆₊	0,15
H ₂ O	0,00
CH ₃ OH	0,00

После того как будут заданы компонентные составы всех потоков идет этап, на котором необходимо вставить в моделирующую систему технологические параметры газового потока, проходящего через описанные выше аппараты (рис. 13).

	Температура, град:	Давление, МПа:
РЖ-1	23.65	2.43
РЖ-2	23.51	2.63
С-1	-3.15	2.68
С-2	15.20	6.18
С-3	-2.99	5.31

Количество добавляемого Метанола, кг/час: 100.3

Объем апп., М3: 35.6

Диаметр апп., М: 3

Диаметр входного патрубка, мм: 150

Восстановить начальные данные

Для восстановления данных по умолчанию нажмите кнопку "Восстановить".

Помощь < Назад Далее > Выход

Рисунок 13 – Технологические параметры в аппаратах

Результаты расчета компонентного состава газа на входе в ТДА приведены в таблице 5 в пункте 2.3.

2.2 Алгоритм расчета температуры потока газа на выходе из турбодетандерного агрегата

1. По компонентному составу газового потока на входе в турбодетандерный агрегат (ТДА) при соответствующих значениях температуры T_1 и давления P_1 определяется энтальпия входного потока газа [40]:

$$I_0 = A_1 + B_1(1,8 * T_1 + 32) + C_1(1,8 * T_1 + 32)^2 \quad (1)$$

Где A_1 , B_1 и C_1 – коэффициенты, рассчитанные по приведенным ниже формулам:

$$A_1 = 314,78035 - 0,0035469 * P_1 - 1,016684 * M + \\ + 0,0000022171 * \frac{P_1^2}{M} \quad (2)$$

$$B_1 = 0,54120743 + 0,0000077406 * P_1 - 0,0040491 * M - \\ - 0,0000000022171 * P_1^2 \quad (3)$$

$$C_1 = 0,0007504 + 0,000000001379 * P_1 - 0,0000022 * M - \\ - 0,000497 * \frac{M}{P_1} - 0,001021 * B_1 \quad (4)$$

Где M – молекулярная масса газового потока, г/моль, определяется по правилу аддитивности по компонентному составу газового потока;

P_1 – давление газового потока на входе в ТДА, МПа;

T_1 – температура газового потока на входе в ТДА, °С.

2. По холодопроизводительности аппарата Q , массовому расходу газа G , вязкости газовой смеси $\mu_{газа}$ и коэффициенту, учитывающему внешние утечки 2ν , определяется действительный перепад энтальпии [40]:

$$I = \frac{Q * \mu_{газа}}{G * 2\nu} \quad (5)$$

3. Определяется энтальпия выходного потока газа, как разность энтальпии входного потока газа и действительного перепада энтальпии [40]:

$$I_K = I_0 - I \quad (6)$$

4. Определяется температура выходного газового потока [40]:

$$T_2 = \frac{\left(\left(\frac{-B + \sqrt{B^2 - 4C(A - I_K)}}{2A} \right) - 32 \right)}{1.8} \quad (7)$$

Где A_2 , B_2 и C_2 – коэффициенты находятся по формулам [40]:

$$A_2 = 323,23415 - 0,0095378 * P_2 - 1,086349 * M + 0,00000623489 * \frac{P_2^2}{M} \quad (8)$$

$$B_2 = 0,94658374 + 0,00002398436 * P_2 - 0,0040491 * M - 0,0000000022171 * P_2^2 \quad (9)$$

$$C_2 = 0,00335697 + 0,000000009567 * P_2 - 0,0000078 * M - 0,000849 * \frac{M}{P_2} - 0,009836 * B_2 \quad (10)$$

2.3 Анализ экспериментальных данных с промышленной установки МГКМ и подготовка исходных данных для расчета

Данные о рабочих параметрах с действующей установки комплексной подготовки газа и конденсата Мыльджинского газоконденсатного месторождения (МГКМ), которые используются в качестве исходных данных для расчета и для сравнения с результатом расчета представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Рабочие параметры работы ТДА на УКПГ МГКМ

Наименование параметра	Значение параметра
Давление газового потока на входе в ТДА, P_1 , МПа	6,18
Давление газового потока на выходе из ТДА, P_2 , МПа	5,31
Температура газового потока на входе в ТДА, T_1 , °С	15
Температура газового потока на выходе из ТДА, T_2 , °С	-2,99
Массовый расход газа, G , м ³ /с	250
Холодопроизводительность, Q , Дж	65,74
Коэффициент учета внешних утечек, $2v^*$	0,98

*Значение коэффициента внешних утечек принимаем за 0,98 [41].

Также для расчета необходимы такие параметры, как компонентный состав газового потока, молекулярная масса и вязкость каждого компонента (табл. 5). Состав на выходе из турбодетандерного агрегата не меняется.

Таблица 5 – Параметры газовой смеси перед входом в ТДА для технологии МГКМ

Наименование компонента	Компонентный состав, % моль		Молярная масса, г/моль	Вязкость, Па*с
	Экспериментальные данные УКПГ МГКМ	Расчетные данные, полученные с использованием ИМС УКПГ		
CH ₄	85,430	85,479	16	1028
CO ₂	0,015	0,248	44	1367
C ₂ H ₆	3,196	4,116	30	1223
H ₂ O	0,000	0,248	18	-
C ₃ H ₈	2,645	3,589	44	750
CH ₃ OH	0,003	0,0000	32	-
i-C ₄ H ₁₀	0,684	1,010	58	689
n-C ₄ H ₁₀	0,749	1,078	58	682
i-C ₅ H ₁₂	0,215	0,311	72	638
n-C ₅ H ₁₂	0,125	0,159	72	623
нео-C ₅ H ₁₂	3,283	-	72	627
C ₆₊	0,032	0,134	-	-
N ₂	3,623	3,627	28	1665
Сумма	100,00	100,00		

2.4 Определение температуры газового потока на выходе из ТДА для УКПГ МГКМ

Расчет выполнялся при помощи электронных таблиц Excel.

Коэффициенты A₁, B₁ и C₁ находятся по формулам (2, 3, 4):

$$A_1 = 317,78035 - 0,0035469 * 6,18 - 1,016684 * 41 + \\ + 0,00000103 * \frac{6,18^2}{41} = 276,0744$$

$$B_1 = 0,54120743 + 0,0000077406 * 6,18 - 0,0040491 * 41 - \\ - 0,0000000022171 * 6,18^2 = 0,3752$$

$$C_1 = 0,0007504 + 0,000000001379 * 6,18 - 0,0000022 * 41 - \\ -0,000497 * \frac{41}{6,18} - 0,001021 * 0,3752 = -0,0030$$

Энтальпия входного потока газа определяется по формуле (1):

$$I_0 = 276,0744 + 0,3752 * (1,8 * 15 + 32) + \\ + (-0,0030) * (1,8 * 15 + 32)^2 = 287,7005 \text{ кДж / моль}$$

Действительный перепад энтальпии входного потока газа рассчитывается по формуле (5):

$$I = \frac{65,74 * 64}{250 * 0,98} = 17,0981 \text{ кДж / моль}$$

Энтальпия газового потока на выходе из ТДА определяется по формуле (6):

$$I_k = 287,7005 - 17,0981 = 270,6024 \text{ кДж / моль}$$

Коэффициенты A_2 , B_2 , C_2 определяются по формулам (8, 9, 10):

$$A_2 = 323,23415 - 0,0095378 * 5,31 - 1,086349 * 41 + \\ + 0,00000623489 * \frac{5,31^2}{41} = 278,6432$$

$$B_2 = 0,94658374 + 0,00002398436 * 5,31 - 0,0040491 * 41 - \\ - 0,0000000022171 * 5,31^2 = 0,7807$$

$$C_2 = 0,00335697 + 0,000000009567 * 5,31 - 0,0000078 * 41 - \\ - 0,000849 * \frac{41}{5,31} - 0,009836 * 0,7807 = -0,0110$$

Температура газового потока на выходе из ТДА рассчитывается по формуле (7):

$$T_2 = \frac{\left(\left(\frac{-0,7807 + \sqrt{0,7807^2 - 4 * (-0,0110)(278,6432 - 270,6024)}}{2 * 278,6432} \right) - 32 \right)}{1,8} = \\ = -2,2576 \text{ } ^\circ\text{C}$$

2.5 Анализ экспериментальных данных с промышленной установки КНГКМ и подготовка исходных данных для расчета

В таблице 6 представлены рабочие параметры с действующей установки комплексной подготовки газа Казанского нефтегазоконденсатного месторождения (КНГКМ), которые принимаются за исходные данные для расчета, а также для сравнения с результатом эксперимента [42].

Таблица 6 – Рабочие параметры работы ТДА на УКПГ КНГКМ

Наименование параметра	Значение параметра
Давление газового потока на входе в ТДА, P_1 , МПа	8,01
Давление газового потока на выходе из ТДА, P_2 , МПа	5,35
Температура газового потока на входе в ТДА, T_1 , °С	-0,30
Температура газового потока на выходе из ТДА, T_2 , °С	-17,95
Массовый расход газа, G , м ³ /с	630
Холодопроизводительность, Q , Дж	70,20
Коэффициент учета внешних утечек, $2v$	0,98

В таблице 4 для расчета приведены такие параметры, как компонентный состав газового потока, молекулярная масса и вязкость каждого компонента (табл. 7).

Таблица 7 – Параметры газовой смеси для технологии КНГКМ

Наименование компонента	Компонентный состав, % масс	Молярная масса, г/моль	Вязкость, Па*с
CH ₄	0,46	16	1028
CO ₂	0,00	44	1367
C ₂ H ₆	4,52	30	1223
H ₂ O	0,00	18	-
C ₃ H ₈	35,92	44	750
CH ₃ OH	0,00	32	-
i-C ₄ H ₁₀	24,30	58	689
n-C ₄ H ₁₀	34,68	58	682
i-C ₅ H ₁₀	0,05	72	638
n-C ₅ H ₁₂	0,00	72	623
нео-C ₅ H ₁₂	0,07	72	627
C ₆₊	0,0021	-	-

Сумма	100,00		
-------	--------	--	--

2.6 Определение температуры газового потока на выходе из ТДА для УКПГ КНГКМ

Коэффициенты A_1 , B_1 и C_1 находятся по формулам (2, 3, 4):

$$A_1 = 317,78035 - 0,0035469 * 8,01 - 1,016684 * 41 + \\ + 0,00000103 * \frac{8,01^2}{41} = 276,0679$$

$$B_1 = 0,54120743 + 0,0000077406 * 8,01 - 0,0040491 * 41 - \\ - 0,0000000022171 * 8,01^2 = 0,3753$$

$$C_1 = 0,0007504 + 0,000000001379 * 8,01 - 0,0000022 * 41 - \\ - 0,000497 * \frac{41}{8,01} - 0,001021 * 0,3753 = -0,0023$$

Энтальпия входного потока газа определяется по формуле (1):

$$I_0 = 276,0679 + 0,3753 * (1,8 * (-0,30) + 32) + \\ + (-0,0023) * (1,8 * (-0,30) + 32)^2 = 285,6299 \text{ кДж / моль}$$

Действительный перепад энтальпии входного потока газа рассчитывается по формуле (5):

$$I = \frac{70,2 * 64}{630 * 0,98} = 7,2453 \text{ кДж / моль}$$

Энтальпия газового потока на выходе из ТДА определяется по формуле (6):

$$I_k = 285,6299 - 7,2453 = 278,6299 \text{ кДж / моль}$$

Коэффициенты A_2 , B_2 , C_2 определяются по формулам (8, 9, 10):

$$A_2 = 323,23415 - 0,0095378 * 5,35 - 1,086349 * 41 + \\ + 0,00000623489 * \frac{5,35^2}{41} = 278,6428$$

$$B_2 = 0,94658374 + 0,00002398436 * 5,35 - 0,0040491 * 41 - \\ - 0,0000000022171 * 5,32^2 = 0,7807$$

$$C_2 = 0,00335697 + 0,000000009567 * 5,35 - 0,0000078 * 41 - \\ - 0,000849 * \frac{41}{5,35} - 0,009836 * 0,7807 = -0,0109$$

Температура газового потока на выходе из ТДА рассчитывается по формуле (7):

$$T_2 = \frac{\left(\left(\frac{-0,7807 + \sqrt{0,7807^2 - 4 * (-0,0109)(278,6428 - 278,3846)}}{2 * 278,6428} \right) - 32 \right)}{1.8} = \\ = -17,2204 \text{ } ^\circ C$$

2.7 Сравнительный анализ результатов

Расчетные значения температуры газового потока на выходе из турбодетандерного агрегата близки к экспериментальным, как для УКПГ МГКМ, так и для УКПГ КНГКМ (табл. 8). Благодаря этому можно сделать вывод об адекватности результатов расчета и корректности предложенного алгоритма.

Таблица 8. Сравнение экспериментального значения с расчетным

Месторождение	Параметр	Экспериментальное значение	Расчетное значение
МГКМ	Температура на выходе из ТДА	-2,99	-3,02
КНГКМ		-17,95	-17,22

Заключение

В ходе научного исследования мы пришли к следующим результатам.

1. Рассмотрены проблемы технологии подготовки газа на промыслах и пути их решения.
2. Наиболее эффективным направлением совершенствования технологии низкотемпературной сепарации является введение в технологическую схему турбодетандерного агрегата.
3. Выполнен анализ методик расчета турбодетандерного агрегата.
4. На основе анализа методик был разработан алгоритм расчета температуры на выходе из турбодетандера с учетом состава и свойств входящего газового потока, его температуры и давления, а также холодопроизводительности ТДА в зависимости от устанавливаемого давления на выходе из него.
5. Подготовлен блок исходных данных для расчета на математической модели температуры газового потока на выходе из турбодетандерного агрегата. Для этого использовались результаты моделирования УКПГ Мыльджинского ГКМ по газовому потоку на входе в ТДА, а также экспериментальные данные по этому потоку, взятые с промышленных установок МГКМ и КНГКМ.
6. С помощью программного пакета MicrosoftOfficeExcel была рассчитана температура газового потока на выходе из турбодетандерного агрегата для двух промышленных установок.
7. Результаты расчета близки к экспериментальным значениям.
8. Можно рекомендовать полученную математическую модель для разработки модуля расчета ТДА с последующим внедрением в моделирующую систему ИМС «УКПГ».
9. Разобраны следующие вопросы из раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»: оценка коммерческого

потенциала проведения научного исследования, планирование процесса управления научно-технического исследования и определение ресурсной, финансовой и экономической эффективности работы.

10. Рассмотрены вопросы, относящиеся к разделу «Социальная ответственность», такие как: техногенная и региональная безопасность, организационные мероприятия обеспечения безопасности, безопасность в чрезвычайных ситуациях, а также особенности законодательного регулирования проектных решений.

Список использованных источников

1. Промысловый сбор и подготовка нефти, газа и воды // OILLOOTRU [Электронный ресурс]. <http://oilloot.ru/.../192-promyslovyj-sbor-i-podgotovka-nefti-gaza-i-vody>
2. Промысловая подготовка нефти и газа // Справочник химика [Электронный ресурс]. <http://chem21.info/info/1553493/>
3. Низкотемпературные турбодетандерные агрегаты // ПАО «Турбогаз» [Электронный ресурс]. <http://www.turbogaz.com.ua/equipment/turbodetandr/tda.html>
4. Кубанов А.Н. Особенности применения НТС для подготовки газа Бованенковского ГКМ / А.Н. Кубанов // Газовая промышленность. – 1994. – № 7. – 39 с.
5. Мельников В.Б., Макарова Н.П., Сбор и подготовка скважинной продукции газовых и газоконденсатных месторождений // учебное пособие для студентов высших учебных заведений. – 2010. – 92 с.
6. Мельников В.Б., Макарова Н.П., Федорова Е.Б., Сбор и подготовка газа и газового конденсата. Низкотемпературные процессы // учебное пособие для студентов высших учебных заведений. – 2012. – 321 с.
7. Кирюшин О.В., Автоматизация управления технологическими процессами в нефтегазовом производстве // электронный учебно-методический комплекс. – 2012 – 1 электрон.опт. диск (CD-ROM).
8. Давлетов К.М., Глазунов В.Ю., Эльберт И.П. и Хафизов А.Р., Анализ пиковых режимов установок комплексной подготовки газа (УКПГ) Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2013г.
9. Мозырев А.Г., Таранова Л.В., Оборудование подготовки и переработки нефти и газа // учебное пособие для студентов высших учебных заведений. – 2014. – 235 с.

10. Марченко Е.М., Мальханов О.В., Турбодетандерные установки для рационального использования энергии перепада давления природного газа // научная статья. – 2009г. – 12-16 с.
11. Мальханов О.В., К вопросу о характеристиках системы автоматического регулирования энергосберегающих турбодетандерных агрегатов // научная статья. – 2009г. – 69-71 с.
12. Иванов А.В., Стратов В.Д., Комплекс технических решений, направленных на повышение эффективности работы НТС // научная статья. – 2015г. – 347 с.
13. Оборудование УКПГ // Центральное конструкторское бюро нефтеаппаратуры [Электронный ресурс]. <http://www.ckbn.ru/produksiya-2/>
14. Прокопов А.В., Кубанов А.Н., Истомина В.А., Федулов Д.М. и Цацулина Т.С., Современное состояние технологий промышленной подготовки газа газоконденсатных месторождений // Журнал «Вести газовой науки». – 2015 – 9 с.
15. Покоев Е.Р., Кузьменко Е.А., Исследование и моделирование колонны отдувки метанола в технологии промышленной подготовки газа. Электронный научно-практический журнал «Современные научные исследования и инновации», 2018г.
16. Кембел Д.М., Очистка и переработка природных газов // учебное пособие для специалистов нефтегазовой области. – 1977. – 352 с.
17. Дзюбенко О.Л., Кокарев М.А., Термодинамический анализ распределения затрат энергии в криогенных системах // Журнал «Современные научные исследования и инновации». – 2012. – 4 с.
18. Кобилев Х. Х., Гойибова Д. Ф., Назарова А. П. Низкотемпературная сепарация углеводородов из природного и нефтяного попутных газов // Молодой ученый. — 2015. — №7. — С. 153-155. — URL <https://moluch.ru/archive/87/14912/>
19. Кравцов А.В., Ушева Н.В., Мойзес О.Е, Кузьменко Е.А. и Гавриков А.А.. Информационно-моделирующую система установки комплексной подготовки газа и конденсата // научная статья. – 2011г. –7 с.

20. Запорожец Е.П., Математическое моделирование регулярных процессов в технологиях сбора, подготовки и переработки нефтяных и природных газов // учебное пособие для студентов (специалистов). – 2012. – 140 с.
21. Молоканов Ю. К. Процессы и аппараты нефтегазопереработки. М.: Химия, 1980.- 407 с.
22. Скобло А. И., Молоканов Ю. К., Владимиров А. И., Щелкунов В. А. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии. 3-е изд., перераб. и доп. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. — 677 с.
23. Горяев А.А., Применение детандер-генераторных агрегатов для повышения экономичности и надежности работы компрессорных станций в системе транспорта газа // автореферат. – 2008. – 37 с.
24. Сарапин В.П., Совершенствование эксплуатационных характеристик турбодетандерных установок, работающих в системах транспорта природного газа // диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – 2016. – 138 с.
25. Васильев Б.Ю., Хрипунков П.А., Источники автономного электроснабжения на основе турбодетандера // Журнал «Современные научные исследования и инновации». – 2014. – 6 с.
26. Запорожец Е.П., Регулярные процессы и оборудование в технологиях сбора, подготовки и переработки нефтяных и природных газов // учебное пособие. – 2012. – 140 с.
27. Куликова И.С., Ивановский В.Н., Оборудование для сбора и подготовки газа на промыслах // учебное пособие. – 2014. – 420 с.
28. Зиберт Г.К., Технологические процессы и методы расчета оборудования установок подготовки углеводородных газов // учебное пособие для студентов высших учебных заведений. – 2015. – 441 с.
29. Арнольд К., Стюарт М., Справочник по оборудованию для комплексной подготовки газа // справочное пособие. – 2012. – 602 с
30. Промысловый сбор и подготовка нефти, газа и воды // OILLOOTRU [Электронный ресурс]. <http://oilloom.ru/.../192-promyslovyj-sbor-i-podgotovka-nefti-gaza-i-vody>

31. Архаров А.М., Криогенные системы: Учебник для студентов вузов по специальности «Техника и физика низких температур»: В2т. Т.1. // Москва Машиностроение. – 1999. – 576с.
32. Васильев Б.Ю., Хрипунков П.А., Источники автономного электроснабжения на основе турбодетандера // Журнал «Современные научные исследования и инновации». – 2014. – 6 с.
33. Сорокина В.С., Владов Ю.Р. Построение системы управления процессом низкотемпературной // Оренбургский государственный университет. – 2012. – 127с.
34. Семенов, Николай Михайлович. Моделирование гравитационного газового сепаратора [Электронный ресурс] / Н. М. Семенов // Вестник науки Сибири электронный научный журнал: / Томский политехнический университет (ТПУ) . – 2012 . – № 1 (2) . – 139-145с.
35. Повышение эффективности работы аппаратов технологической установки низкотемпературной сепарации газа с применением имитационной динамической модели [Электронный ресурс] / М. О. Писарев [и др.] // Химическая промышленность сегодня научно-технический журнал: / ООО "Химпром Сегодня" . – 2016 . – № 5 . – 45-56с.
36. Андреева Н.Н., Нормативное обеспечение проектирования обустройства месторождений углеводородов // учебное пособие для студентов высших учебных заведений. – 2015. – 296 с.
37. Промысловая подготовка нефти и газа // Справочник химика [Электронный ресурс]. <http://chem21.info/info/1553493/>
38. Хорошавин, И. В.. Влияние количества и состава пропан-бутановой фракции на качество товарного газа [Электронный ресурс] / И. В. Хорошавин; науч. рук. Л. В. Шишмина // Проблемы геологии и освоения недр труды Девятого международного симпозиума им. М. А. Усова, 2005 г. Томск: / Томский политехнический университет; Проблемы геологии и освоения недр; под ред. Г. М. Ивановой, А. В. Шадринной . — Томск : Изд-во ТПУ . – 2005. – 455-457с.
39. Стабников В. В. Ректификационные аппараты. М.: Машиностроение, 1965. — 356 с.

40. Елшин В.О., Кузьменко Е.А., Моделирование технологии комплексной подготовки газа. Электронный научно-практический журнал «Современные научные исследования и инновации», 2019г.
41. Елшин В.О., Кузьменко Е.А., Моделирование изоэнтропийной технологии подготовки газа. Технология и моделирование процессов подготовки и переработки углеводородного сырья. Девятнадцатого международного симпозиума им. Л.П. Кулева, 2018 г. Томск: / Томский политехнический университет. — Томск : Изд-во ТПУ . – 2018. – 423-425с.
42. Оганесян А.В. Разработка метода расчета и проектирования водородных турбодетандеров с улучшенными эксплуатационными характеристиками. Воронеж: Воронежский государственный университет, 2006, 20 с.
43. Кузьмина Е.А, Кузьмин А.М. Методы поиска новых идей и решений "Методы менеджмента качества" №1 2003 г.
44. Кузьмина Е.А, Кузьмин А.М. Функционально-стоимостный анализ. Экскурс в историю. "Методы менеджмента качества" №7 2002 г.
45. Основы функционально-стоимостного анализа: Учебное пособие / Под ред. М.Г. Карпунина и Б.И. Майданчика. - М.: Энергия, 1980. - 175 с.
46. Сущность методики FAST в области ФСА [Электронный ресурс] <http://humeur.ru/page/sushhnost-metodiki-fast-v-oblasti-fsa>
47. Руководство к своду знаний по управлению проектами (Руководство РМВОК), 4-е издание, 2008 г.
48. Мазур И.И., Шапиро В.Д., Ольдерогге Н.Г. Управление проектами: Учебное пособие. – М.: Омега-Л, 2004. – 664 с.
49. Попова С.Н. Управление проектами. Часть I: учебное пособие / С.Н. Попова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 121 с.
50. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция), утверждено Министерством экономики РФ, Министерство финансов РФ № ВК 477 от 21.06.1999 г. [Электронный ресурс]. - Режим доступа . - <http://www.cfin.ru/>

51. Федеральный закон «О специальной оценке условий труда» от 28.12.2013 N 426-ФЗ
52. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
53. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
54. ОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
55. Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
56. СанПиН 2.2.4.3359-16. Шум. Вибрация. Инфразвук. Ультразвук.
57. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.
58. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
59. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
60. Федеральный закон "О пожарной безопасности" от 21.12.1994 N 69-ФЗ.
61. 22.07.2013 г. №123 – ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.
62. ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны»
63. DOWNHOLE GAS SEPARATION AND INJECTION POWERED BY A DOWNHOLE TURBO EXPANDER. Brady J.L., Klein J.M., Stevenson M.D. World Oil. 1998. T. 219. № 11. С. 59-65.
64. FLEXIBILITY AND OPERABILITY ANALYSIS OF A HEN-INTEGRATED NATURAL GAS EXPANDER PLANT. Konukman A.E.S., Akman U. Chemical Engineering Science. 2005. T. 60. № 24. С. 7057-7074.

65. THE ANALYSIS OF DESIGN AND MEASURED GAS-DYNAMIC CHARACTERISTICS OF THE CENTRIFUGAL COMPRESSOR WITHIN TURBOEXPANDER AGGREGATE. Rekstin A.F., Semenovskiy V.B., Galerkin Y.B., Sokolov A.A. В сборнике: AIP Conference Proceedings Сер. "Oil and Gas Engineering, OGE 2018" 2018. С. 030028.

66. OPERATION PRINCIPLES OF GAS TURBINE GENERATOR Sintsev K.V., Zhirgalova T.B., Khasanova A.V. В сборнике: 2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2017 - Proceedings 2017. С. 8076230.

Приложение А1.

(обязательное)

Таблица А1 – Листинг расчета алгоритма для МГКМ, выполненный в электронных таблицах Excel

Наименование параметра	Значение
Давление газового потока на входе в ТДА, МПА	6,18
Давление газового потока на выходе в ТДА, МПА	5,31
Температура газового потока на входе в ТДА, °С	15
Массовый расход газа, м3/сек	250
Холодопроизводительность, Дж	65,74
Коэффициент учета внешних утечек, 2v	0,98
1. Определение энтальпии входного потока газа, I0	
Коэффициент А	276,0744
Коэффициент В	0,3752
Коэффициент С	-0,0030
Энтальпия входного потока газа, кДж/моль	287,7005
2. Определение действительного перепада энтальпии, I	
Действительный перепад энтальпии, кДж/моль	16,6626
3. Определение энтальпии выходного потока газа, Iк	
Энтальпия выходного потока газа, кДж/моль	271,0379
4. Температура выходного газового потока, T2	
Коэффициент А	278,6432
Коэффициент В	0,7807
Коэффициент С	-0,0110
Температура газового потока на выходе из ТДА, °С	-3,0161
Температура на выходе из ТДА (рабочий параметр), °С	-2,99

Приложение Б.

(обязательное)

Таблица А2 – Листинг расчета алгоритма для КНГКМ, выполненный в электронных таблицах Excel

Наименование параметра	Значение
Давление газового потока на входе в ТДА, МПА	8,01
Давление газового потока на выходе в ТДА, МПА	5,35
Температура газового потока на входе в ТДА, °С	-0,30
Массовый расход газа, м3/сек	630
Холодопроизводительность, Дж	70,2
Коэффициент учета внешних утечек, 2v	0,98
1. Определение энтальпии входного потока газа, I0	
Коэффициент А	276,0679
Коэффициент В	0,3753
Коэффициент С	-0,0023
Энтальпия входного потока газа, кДж/моль	285,6299
2. Определение действительного перепада энтальпии, I	
Действительный перепад энтальпии, кДж/моль	7,2453
3. Определение энтальпии выходного потока газа, Iк	
Энтальпия выходного потока газа, кДж/моль	278,3846
4. Температура выходного газового потока, T2	
Коэффициент А	278,6428
Коэффициент В	0,7807
Коэффициент С	-0,0109
Температура газового потока на выходе из ТДА, °С	-17,2204
Температура на выходе из ТДА (рабочий параметр), °С	-17,95

Приложение Б.

(обязательное)

Таблица Б1 – Диаграмма Ганта по реализации научного проекта [48]

№	Вид работ	Исполнители	T_{ki} кал.дн	Продолжительность выполнения работ													
				Февр.		Март			Апрель			Май			Июнь		
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
1	Составление и утверждение технического задания	НР, С	5	■													
2	Ознакомление с экспериментальными данными	С	5	□													
3	Изучение технологии процесса	С	4	□	□												
4	Обзор современной периодической литературы по выбранному направлению	С	18		□												
5	Теоретическое обоснование выбора методик расчета, создание математической модели	НР, С	44		□	■	■	■	■	■							
6	Обработка результатов	С	5			□	□	□	□	□							
7	Корректировка модели и ее улучшение	НР, С	15								□	■	■				
8	Обсуждение результатов	НР, С	5									■	■				
9	Оформление пояснительной записки	С	7									□	□				
10	Рецензирование	С	3										□	□			
11	Подготовка к защите дипломной работы	С	10											□	□		
12	Защита дипломной работы	С	1												□		
		ΣT_{ki}	120													□	

где ■ – научный руководитель (НР), □ – студент (С)

Literature review

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2КМ71	Елшин Олегович Владислав		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Подпись	Дата
Доцент отделения химической инженерии	Кузьменко Елена Анатольевна		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Подпись	Дата
Старший преподаватель отделения иностраннх языков	Макаровских Александра Викторовна		

The most common field gas treatment technology is the low-temperature separation process. Its use is due not only to the possibility of providing all the necessary requirements for transportation, but also to low economic costs due to the use of the effect of depressurization of the formation for a stepwise decrease in temperature.

At the moment, the most important problem in gas condensate fields is a sharp drop in the pressure of the reservoir in the process of their development, and as a result, the impossibility of ensuring the low-temperature separation mode according to the traditional technological scheme.

To ensure low-temperature technology, a turbo-expander unit is introduced into the integrated gas treatment scheme, which, in its time, replaced the ejector technology, which is more primitive and easy to operate, but extremely inefficient in economic terms.

The most effective method for predicting optimal gas treatment technologies is computer simulation systems that are used in practice now, for example, at the CTT and CC department a simulation system for a complex gas treatment unit has been developed and is in full operational readiness.

The purpose of this scientific work is to develop a mathematical model of the process of cooling the gas stream passing through the expander of the turbine expander unit, applicable both to the technology of complex gas treatment at the Myldzhinsky gas condensate field, and to the technological scheme of the Kazan oil and gas condensate field. In the future, it is planned to create a module for calculating a turbo expander unit for subsequent inclusion into the modeling system of field gas treatment.

The object of research of this scientific work can be considered a mathematical model of a turbo-expander unit, which is planned to be created and, to which, the experimental part of the student's qualifying work is devoted.

The mathematical model described in the experimental part of the process of cooling a gas stream in a turboexpander unit has no analogues among other developments aimed at predicting and optimizing the process of gas field preparation.

Currently, most of the Russian gas condensate fields are extremely efficiently using turbo-expander units as cryogenic equipment. This can be explained not only by the high capacity of the turbo-expander to cool the gas flow passing through it, but also by the possibility of generating potential energy during the operation of

the turbine embedded in the design of the apparatus. Energy is subsequently transmitted to the compressor, thereby eliminating the need to include in the flowchart an additional source of electricity for its operation. The turbo expander unit is an economically and technologically more efficient alternative to throttle and ejector technologies, which, unlike the turbo expander unit, did not allow to cool, and after the compressor and heat, the gas flow to the required temperature with the same pressure drop. In addition, as already mentioned above, their work required an additional source of energy, whose absence is an undoubted advantage of the turbo-expander technology compared to the technologies described above.

The first method of low-temperature separation (NTS) was introduced and experimentally tested in the United States in 1950. The full-scale introduction and use of turbo-expander units in the United States began in 1964. In the USSR, for the first time, the NTS method was tested and implemented in 1959 in the gas condensate fields of the Krasnodar Territory. Tests have shown such a high efficiency of using low-temperature separation technology that by the 60s this technology was implemented on almost all gas condensate fields of the USSR. And in the 70s, turbo-expander units began to be introduced in the Soviet oil and gas fields.

The very first turbo-expander unit in the USSR was tested in 1971 at the Shebelinskoye gas-condensate field. Tests have shown a very high efficiency of the turbine expander unit. The next stage of the experiment on the introduction of a turbo-expander into the NTS technology was the decision to introduce the device into the complex gas and gas condensate treatment unit at the Yamburgskoye oil and gas condensate field. Experimental tests of the turbine expander unit showed its efficiency in comparison with other cryogenic equipment so that by the end of the 80s practically all the largest oilfield equipment factories were engaged in their production. The most significant contribution to the production of turbo-expander units was made by the enterprises: Turbogaz PJSC, Uralkhimmash JSC and Volgogradneftemash OJSC. Turbo-expander units manufactured by PJSC “Turbogaz” have been actively used and are still used in most gas and condensate fields in Ukraine and Central Asia.

From 1986 to 1993 the enterprise of PJSC “Turbogaz”, after numerous experiments related to the introduction of a turbo-expander unit into the technological scheme, was finally able to start the supply of units to the GPP of the Cenomanian deposits, and a little later and equip almost all fields of Western Siberia with these devices.

But for the first time, the introduction of a turbine expander into the low-temperature separation technology was successfully implemented at the Bovanenkovskoye oil and gas condensate field in 2012. It was at this stage that the problem arose of the need to simulate the process of passing a gas stream through a turbo-expander unit in order to prevent emergencies that could arise during the operation of the unit. One of the first who initiated the study of this issue was the specialists of Gazprom VNIIGAZ. Thanks to the experimental data obtained after the elimination of problems that arose during the operation of the turbo expander unit at the complex gas treatment unit of the Bovanenkovskoye oil and gas condensate field, the specialists were able to develop more convenient methods for operating the low temperature separation unit with the turbo expander unit embedded in it, and also expand the list of necessary process parameters.

The most complete and reliable information on the introduction of a turbo-expander unit into the complex gas treatment unit of the Bovanenkovskoye oil and gas condensate field can be seen in the scientific research work of A. Kubanov. "Features of the use of the NTS for gas treatment of the Bovanenkovskoye oil and gas condensate field", written by him in 1994. In addition to information on the application of the low-temperature separation process in conjunction with the use of turbo expander technology, the author noted the mistakes made by experts of the Bovanenkovskoye oil and gas condensate field when launching a new technology in the early stages, as well as ways to solve them, which were found after creating a mathematical model of the process and developing new, more convenient working methods based on it.

Later, in 2010, the idea of mathematical modeling to improve the quality of the process of low-temperature separation and to predict possible problems, suggested BB Melnikov and Makarova N.P. in his work "Collection and preparation of well production of gas and gas condensate fields." In 2012, B. B. Melnikov and Makarova N.P. together with Fedorova E.E. in his scientific work "Collection and preparation of gas and gas condensate. Low-temperature processes" reveal in more detail not only the efficiency of using the expansion turbine unit in the NTS technology, but its advantages as compared with the outdated choke and ejector technologies.

A little earlier, in 1998, Brady J.L., Klein J.M. and Stevenson M.D. published the article "Downhole separation and gas injection using a borehole turbo expander" in the scientific journal World Oil [63]. In this scientific work, they can be explained by the need to use a turbo expander unit not only in technological schemes, but

also in gas production. This innovative introduction was not an experimental challenge and was not practically introduced into production.

In 2005, the scientific journal published the article “The Science of Chemical Engineering” “Analysis of the flexibility and performance of a chicken-integrated natural gas expander” under the guidance of Konukman A.Ye. and Akman U. In their work, they examined the most innovative technologies and equipment introduced into modern gas condensate and oil and gas condensate fields. Separate attention in their article requires a very detailed description of the structures and principles of operation of the expander unit, as well as ways to integrate it into the gas and condensate preparation flow chart [64].

In 2015, TDA is introduced into the complex gas and condensate treatment unit of the Myldzhinskoye gas and condensate field as part of the reconstruction of the enterprise. Turboexpander units manufactured by the American company L.A. were introduced into two of the three gas treatment modules. Turbine. Thanks to this innovation, the company OAO Tomskgazprom, which owns the enterprise, has become the very first among the oil and gas companies in the region, using this innovative technology. Thanks to the new technology, it became possible to use the energy of the reservoir as efficiently as possible, which in turn helps to improve the process of gas cooling during its preparation. In addition, according to the specialists of the Myldzhinsky gas condensate field, the introduction of a turbo-expander unit facilitates the ability to maintain pressure at the level that is needed to deliver gas to the main pipeline. And, according to calculations, this innovation will allow to increase the yield of liquid hydrocarbons extracted from gas by about a third compared to the previously used ejector technology.

In 2017, in his article “The analysis of design and measured gas-dynamic characteristics of the centrifugal compressor within turboexpander aggregate”, Rekstin A.F., Semenovskiy V.B., Galerkin Y.B. and Sokolov A.A. They considered modern technologies for the preparation of gas and gas condensate in gas fields [65]. In addition, a comparative analysis of gas treatment was carried out using ejector technology and using a turbo expander unit. Considering the previously identified problems in the operation of the expander unit, the scientists noted the disadvantages of integrating the expander unit into the low-temperature separation technology. But, nevertheless, despite the shortcomings listed by the authors of the article, they also noted that the resource efficiency of the expansion turbine unit is undoubtedly higher than that of the ejector technology. And, further on, the probability of using ejector technology as an alternative to a turbo expander unit is very low.

In 2018, after the construction of an integrated gas and condensate treatment installation, the expansion turbine unit was introduced into the technological scheme of the Kazan oil and gas condensate field by the company Tomskgazprom. The Kazan oil and gas condensate field, even before the construction of a complex gas and condensate treatment unit, was the company's key field. Due to its commissioning in 2009, Tomskgazprom received its first oil. But, at that time, gas produced at the Kazan oil and gas condensate field was flowing through a pipeline at the Myldzhinskoye gas and condensate field and was being processed there. Now, with the introduction of an integrated gas and condensate treatment unit, the field was able to independently bring the raw materials to commercial quality. Turbo-expander units that operate at the Kazan oil and gas condensate field are structurally similar to those used at the Myldzhinskoye gas-condensate field and do an excellent job with their direct work — cooling through a gas stream passing through them.

Equally important in the integration of the turbo expander unit in the low-temperature separation technology was played by the economic efficiency of this process. In this segment, the main advantage of turbo-expander technology is undoubtedly the ability of the expander of the turbo-expander unit, in the course of operation, to generate potential energy that is used to power the compressor of this unit.

For example, in 2018, Zhirgalova T.B. and Khasanova A.V. in their scientific article “Operation principles of gas turbine generator”, published in the collection of scientific papers of the International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, noted the high economic efficiency of the technology of the expansion turbine unit. According to them, it is precisely due to the absence of an additional power source that this device is superior to the cryogenic technique used previously [66].

And after the development of a mathematical model of a gas flow passing through a turboexpander set forth in the experimental part of this scientific work, and its subsequent introduction into production, the economic efficiency of using the expander aggregate will become even greater. Due to the ability to predict changes in process operating parameters, this mathematical model can be successfully used as a simulator for training operating personnel of the complex gas and condensate treatment unit. And with its further development and inclusion in the calculation module of the turbo-expander unit with further integration into the modeling system of field gas treatment.