

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

---

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 18.04.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в  
нефтехимии, биотехнологии и химической технологии  
Отделение химической инженерии

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы	
<b>Исследование процесса подготовки газа и газового конденсата</b>	

УДК 622.279.8:519.876

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2KM81	Хосоенова Регина		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Долганов Игорь Михайлович	к.т.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Маланина Вероника Анатовьевна	к.э.к.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Атепаева Наталья Александровна	нет		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Болсуновская Людмила Михайловна	к.ф.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ОП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение химической инженерии	Самборская Марина Анатовьевна	к.т.н.		

## Планируемые результаты обучения

Код	Результат обучения
Общие по направлению подготовки	
P1	Применять <i>глубокие</i> естественно-научные, математические и инженерные <i>знания</i> для создания <i>новых</i> материалов
P2	Применять <i>глубокие знания</i> в области современных технологий химического производства для решения <i>междисциплинарных</i> инженерных задач
P3	Ставить и решать <i>инновационные</i> задачи <i>инженерного анализа</i> , связанные с созданием материалов и изделий, с использованием системного анализа и моделирования объектов и процессов химической технологии
P4	Разрабатывать химико-технологические процессы, <i>проектировать</i> и использовать <i>новое</i> оборудование для создания материалов, конкурентоспособных на <i>мировом</i> рынке
P5	Проводить теоретические и экспериментальные <i>исследования</i> в области создания <i>новых</i> материалов, современных химических технологий, нанотехнологий
P6	Внедрять, <i>эксплуатировать</i> современные высокотехнологичные линии автоматизированного производства, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на химическом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды
Универсальные компетенции	
P7	Использовать <i>глубокие знания</i> по <i>проектному менеджменту</i> для ведения <i>инновационной</i> инженерной деятельности с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности
P8	<i>Активно</i> владеть <i>иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве <i>члена и руководителя группы</i> , состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность <i>следовать корпоративной культуре</i> организации
P10	Демонстрировать <i>глубокие знания</i> <i>социальных, этических и культурных аспектов</i> инновационной

	инженерной деятельности, компетентность в вопросах <i>устойчивого развития</i>
P11	<i>Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности</i>
<b>Результаты по образовательной программе «Химическая технология топлива и газа»</b>	
P12	<i>Осуществлять техническое сопровождение технологических процессов переработки нефти и газа</i>
P13	<i>Обеспечивать и контролировать работу технологических объектов и структурных подразделений нефтегазоперерабатывающей организации</i>
P14	<i>Обеспечивать производство товарной продукции нефтегазопереработки</i>
P15	<i>Обеспечивать реализацию технической политики организации</i>

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 18.04.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы  
химической технологии, нефтехимии и биотехнологии  
 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
2KM81	Хосоевовой Регине

Тема работы:

Исследование процесса подготовки газа и газового конденсата	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
---	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p style="text-align: center;"><i>Объект исследования – технология низкотемпературной сепарации газа. Сырьем процесса является природный газ.                      Режим работы – непрерывный                      Установка низкотемпературной сепарации предназначена для отделения газового конденсата от газа при низких температурах.</i></p>
<b>Перечень подлежащих</b>	<i>1. Теоритическая часть;</i>

<p><b>исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1. Новые технологии переработки природного газа; 2. Конструкции аппаратов для сепарации газа и газового конденсата; 3. Проблемы возникающие при подготовке газа и газового конденсата; 4. Технологические схемы процесса НТС; II Экспериментальная часть. Разработка технологических схем процесса НТС в программном продукте UniSim Design R460; III. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; IV. Социальная ответственность; Заключение; Список использованной литературы.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Технологические схемы процесса низкотемпературной сепарации, аналитические графики по данным.</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Маланина Вероника Анатольевна</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Атепаева Наталья Александровна</p>
<p>Консультант-лингвист</p>	<p>Болсуновская Людмила Михайловна</p>

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Долганов Игорь Михайлович	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2KM81	Хосоенова Регина		

# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2KM81	Хосоеновой Регине

<b>Инженерная школа</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Отделение</b>	<b>Химической инженерии</b>
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление / специальность</b>	18.04.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Бюджет затрат научно-исследовательского проекта составил 243885,78 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Затраты на специальное оборудование для проведения научных (экспериментальных) работ составили 114 тыс. руб.; основная и дополнительная годовая заработная плата составила 76900,5 руб.; накладные расходы с коэффициентом 16%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Учтены: отчисления во внебюджетные фонды со ставкой 30,2% на основании пункта I ст. 58 закона № 212-ФЗ.

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Проведение предпроектного анализа. Выполнение SWOT-анализа.
2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований	Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Разработан календарный план проекта. Определён бюджет НТИ
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Спроектирована конкурентоспособная разработка, отвечающая требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения

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

Задание выдал консультант:

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН	Маланина В.А.	К.ЭК.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2KM81	Хосоенова Регина		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2КМ81	Хосоевовой Регине

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Химической инженерии
Уровень образования	Магистратура	Направление / специальность	18.04.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы 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	<b>Объект исследования</b> – технология низкотемпературной сепарации газа <b>Область применения</b> – нефтеперерабатывающая промышленность;
--	--

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

<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. От 24.04.2020)</li> <li>- Федеральный закон № 426-ФЗ от 28.12.2013 года «О специальной оценке условий труда».</li> <li>- Федеральный закон №184-ФЗ «О техническом регулировании» от 27.12.2002 года.</li> <li>- Федеральный закон № 123-ФЗ от 22.07.2008 года (ред. от 10.07.2012 года) «Технический регламент о требованиях к пожарной безопасности»</li> <li>- СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.</li> <li>- ГОСТ 12.1.003– 2014.ССБТ. Система стандартов безопасности труда. Шум.</li> <li>- СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение.</li> <li>- ГОСТ 12.1.019- 2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.</li> <li>- ГОСТ 31192.1-2004 (ИСО 5349-1:2001) Вибрация. Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека. Часть 1. Общие требования.</li> </ul>
<b>2. Производственная безопасность.</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	1.1 Нефть относится к 3 классу опасности; <b>Вредные факторы:</b> – Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения; – Повышение уровня шума; –Повышение уровня общей и локальной вибрации; –Отклонение показателей микроклимата в помещении. 1.2 Опасные факторы: –Повышение значения напряжения в электрической цепи; - Высокая температура материальных объектов производственной среды, могущая вызвать ожоги тканей организма человека; –Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие и/или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы, подвижные

	части производственного оборудования).
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- вредные вещества (метан, этан, пропан, бутан, пентан, азот, окись углерода, двуокись углерода, метанол), которые выделяются или используются вовремя производства;</li> <li>- химическое загрязнение водотоков в результате удаления неорганических и органических отходов в канализационную сеть;</li> <li>- выброс пожароопасных веществ в атмосферу в результате повышения температуры в аппаратах выше регламентного;</li> <li>- отходы;</li> <li>- разработаны решения по обеспечению экологической безопасности.</li> </ul>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<p><i>Перечень возможных ЧС:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Взрывы, пожары, разгерметизация трубопровода</li> <li>– Протечки в запорно-регулирующей арматуре или в аппаратах;</li> <li>– Сбой системы электроснабжения;</li> <li>– Увеличение содержания нефтепродуктов в подтоварной воде;</li> <li>– Унос нефти на УОГ;</li> <li>– Давление на приеме насоса ниже нормы.</li> </ul> <p><i>При возникновении ЧС в первую очередь необходимо сообщить в пожарную охрану и скорую помощь.</i></p> <p><i>Прекращение подачи сырья;</i></p> <p><i>Отсечь аварийный участок;</i></p> <p><i>Переключение на резервную линию;</i></p> <p><i>Отцепить территорию лентой и выставить необходимые знаки.</i></p>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Атепаева Наталья Александровна	нет		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2KM81	Хосоенова Регина		



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 90 стр., 28 рис., 24 табл., 85 источников литературы, 4 приложения.

Ключевые слова: НИЗКОТЕМПЕРАТУРНАЯ СЕПАРАЦИЯ, ГАЗОВЫЙ КОНДЕНСАТ, ПРИРОДНЫЙ ГАЗ, МОДЕЛИРОВАНИЕ, ТУРБОДЕТАНДЕРНЫЙ АГРЕГАТ, ЭЖЕКТОР.

Объектом исследования является технология низкотемпературной сепарации газа.

Цель работы – разработка и анализ вариантов модернизации установки низкотемпературной сепарации газа и газового конденсата для повышения эффективности работы установки путем моделирования с использованием программного продукта UniSim Design R460 .

В результате исследования была разработана расчетная модель рекомендуемого к эксплуатации варианта установки НТС, найден оптимальный технологический режим работы установки.

Основной метод, применяемый в работе – метод математического моделирования. Модель объекта строилась с учетом физико-химических закономерностей протекания процесса.

Областью применения модели является нефтегазовая промышленность.

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Office Word 2016.

## **Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки**

### **Нормативные ссылки**

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 5542-14. Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия [Текст]. – введ. 01.07.2015. – М.: Издательство стандартов, 2014. – 11 с.

ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения [Текст]. - введ. 01.01.1995.- М.: Издательство стандартов, 1994. – 11 с.

### **Обозначения и сокращения**

НТС – низкотемпературная сепарация;

ТТР – температура точки росы;

ГКМ – газоконденсатное месторождение;

СТО – стандарт организации;

ГОСТ – государственный стандарт;

ГП – газы горючие природные;

УДСК – установка деэтанзации и стабилизации конденсата;

УКПГ – установка комплексной подготовки газа;

ТДА – турбодетандерный агрегат;

ДСК – дожимная компрессорная станция;

МС – многокомпонентная система.

## Оглавление

Введение .....	14
I. ТЕОРИТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ .....	16
1. Новые технологии переработки природного газа .....	16
1.1 Мембранные технологии «ТЕГАС» для подготовки углеводородных газов .....	16
1.2 Сепарация газожидкостного потока в вихревой трубе .....	19
1.3 3S- технология.....	22
2. Конструкции аппаратов для сепарации газа и газового конденсата .....	24
2.1. Газовые сепараторы. ....	24
2.1.1. Инерционные газосепараторы .....	25
2.1.2. Сетчатые газосепараторы .....	26
2.1.3. Центробежные сепараторы .....	27
2.2. Отстойники .....	28
2.3 Электродегидраторы .....	29
2.3.1. Вертикальные электродегидраторы .....	30
2.3.2. Шаровые электродегидраторы .....	30
2.3.3. Горизонтальные электродегидраторы.....	31
2.4. Трубчатые печи .....	33
2.5. Многофункциональные аппараты .....	34
2.5.1. Нефтегазоразделители .....	34
2.5.2. Концевой делитель фаз трубный .....	36
3. Проблемы, возникающие при подготовке газа и газового конденсата. ....	37
3.1 Ретроградный эффект .....	37
3.2 Гидратообразование.....	39
3.3 Влагосодержание природного газа .....	41
4. Технологические схемы подготовки газа и газоконденсата.....	42
4.1 Низкотемпературная конденсация (НТК).....	42
4.2 Абсорбционная подготовка газа.....	42
4.3 Адсорбционная подготовка газа.....	43

4.4 Низкотемпературная сепарация (НТС) .....	43
4.5 Технологическая схема процесса НТС с эжектором.....	45
4.6 Технологическая схема процесса НТС с турбодетандером .....	46
II. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	65
Введение .....	65
1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	66
1.1. Потенциальные потребители результатов исследования .....	66
1.2 Анализ конкурентных технических решений.....	67
1.3 SWOT-анализ.....	69
2. Планирование научно-исследовательских работ .....	73
2.1 Структура работ в рамках научного исследования .....	73
2.2 Определение трудоемкости выполнения работ.....	74
2.3 Разработка графика проведения научного исследования .....	75
3. Бюджет научно-технического исследования (НТИ) .....	78
3.1 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ .....	79
3.2 Основная заработная плата.....	79
3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	80
3.4 Отчисления во внебюджетные фонды .....	81
3.5 Накладные расходы.....	81
3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта .....	82
4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .....	83
IV СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	85
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ....	86
1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства. ....	86

1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя. ....	87
2. Производственная безопасность .....	88
2.1 Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения .....	89
2.2 Повышение уровня шума.....	91
2.3 Повышение уровня общей и локальной вибрации .....	91
2.4 Отклонение показателей микроклимата в помещении .....	92
2.5 Повышение значения напряжения в электрической цепи .....	94
2.6 Высокая температура материальных объектов производственной среды, могущая вызвать ожоги тканей организма человека .....	95
2.7 Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие и/или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования) .....	95
3. Экологическая безопасность .....	96
3.1. Анализ вредных факторов при адаптации математической модели на производстве.....	96
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	98
Заключение .....	103
Список использованных источников .....	104
Список публикаций.....	113

## **Введение**

В течение длительного времени одним из направлений деятельности РАО "Газпром" являлся форсированный рост добычи природного газа как основной составляющей топливно-энергетического баланса страны. Такое положение распространялось не только на чисто газовые, но и газоконденсатные месторождения. Газовый конденсат рассматривался как сопутствующий газу продукт. Степень его извлечения ограничивалась показателями качества транспортируемого газа в соответствии с ОСТ и являлась невысокой. Доминирующее распространение получил простейший промысловый технологический процесс низкотемпературной сепарации (НТС).

Современные тенденции развития газовой промышленности позволяют предположить, что потребности в газе как топливе могут быть обеспечены без форсированной эксплуатации газоконденсатных залежей, которые должны рассматриваться в первую очередь в качестве источников жидких углеводородов: нестабильного конденсата, стабильного конденсата, пропан-бутановой фракции (ПБФ), этановой фракции и моторных топлив [1].

Квалифицированное извлечение конденсата предполагает практически полное извлечение углеводородов C<sub>5</sub>+, глубокое (не менее 60 %) извлечение ПБФ и в некоторых случаях - этана в течение всего периода эксплуатации промыслов, что с большим запасом обеспечит требования ОСТ на транспортируемый газ по параметрам температуры точки росы газа по воде и углеводородам. В этой связи следует говорить не столько о подготовке газа к транспортированию по магистральным газопроводам, сколько о качественном извлечении газового конденсата.

Не существует универсальных технологических решений по извлечению газового конденсата. То, что было оправдано при обустройстве Уренгойского или Ямбургского ГКМ, может оказаться

нерациональным на Заполярном, Северо-Уренгойском и других месторождениях. Современный подход к решению технологических вопросов извлечения конденсата на газоконденсатных промыслах предполагает реализацию дифференцированного подхода к решению технологических задач извлечения конденсата для каждого месторождения или группы однотипных месторождений, что сопряжено с разработкой технологий, оптимально адаптированных к конкретным промыслам.

Интенсификация промысловых технологических процессов предполагает не только более углубленное извлечение с продуктовым конденсатом, но и получение в качестве товарных продуктов дезтанизированного, стабильного и, возможно, деметанизированного конденсата вместо традиционного продукта отечественных промыслов - нестабильного газового конденсата. Разнообразие потребностей в жидкой продукции промыслов определяет и разнообразие промысловых технологий.

В настоящее время отсутствуют технологические процессы углубленного извлечения нестабильного, дезтанизированного и стабильного конденсата непосредственно из пластового газа, причем адаптированные к северным условиям и специфике отечественного технического и технологического уровня. Потребность в данных технологиях велика. Особенно актуальным это станет в ближайшие годы, когда начнется массовое освоение десятков новых ГКМ [2,3].

Разработкам новых технологических процессов должно предшествовать их подробное обоснование на основе расчетно-технологических исследований и оптимизации параметров с учетом совокупного действия и взаимодействия всех факторов, влияющих на итоговое качество продукции УКПГ, т.е. на основе системного подхода. Широкое внедрение персональной вычислительной техники и различных программных комплексов позволяет моделировать и рассчитывать самые сложные технологические схемы газоразделения.

# **I. ТЕОРИТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

## **1. Новые технологии переработки природного газа**

### **1.1 Мембранные технологии «ТЕГАС» для подготовки углеводородных газов**

В настоящее время подготовка природного газа, попутного нефтяного газа (ПНГ), шахтного метана и биогазов к транспортировке по газотранспортным сетям и непосредственному использованию, является особо актуальной технологической задачей, которая требует внедрения надежного и высокотехнологичного оборудования.

Производство компрессорного оборудования для нефтегазовой отрасли является приоритетным направлением промышленной группы «ТЕГАС». Переработка ПНГ – это неотъемлемая часть энергопользования. В оборудование применяются самые передовые мембраны, обеспечивающие уникальный спектр возможностей в области разделения газов. Они обладают высокими разделительными характеристиками по таким парам газов, как:  $\text{H}_2\text{O}/\text{CH}_4$ ,  $\text{H}_2\text{S}/\text{CH}_4$ ,  $\text{CO}_2/\text{CH}_4$ ,  $\text{CO}/\text{CH}_4$ ,  $\text{He}/\text{CH}_4$ ,  $\text{H}_2/\text{CH}_4$ . Мембраны устойчивы к воздействию любых компонентов попутного нефтяного газа (ПНГ), включая углеводороды  $\text{C}_6\text{--C}_{10}$  и сероводород, не подвержены пластификации [4].

Совокупность этих свойств делает мембранную технологию уникальной и применимой для подготовки любых углеводородных газов. На основе мембраны разработаны модули и технические решения по подготовке природного и попутного нефтяного газа к трубопроводному транспорту, а также биогазов и шахтного метана к использованию. Применяемая мембранная технология подготовки углеводородных газов позволяет решить все задачи в одной станции подготовки газа (компримирование, осушка по воде и углеводородам, снижение содержания сероводорода, меркаптанов, диоксида углерода). При этом все нежелательные примеси концентрируются в зоне низкого давления



(пермеате), а подготовленный продуктовый газ выходит из установки с минимальными потерями давления и объема. Схема распределения потоков в мембранном модуле приведена на рис. 1.

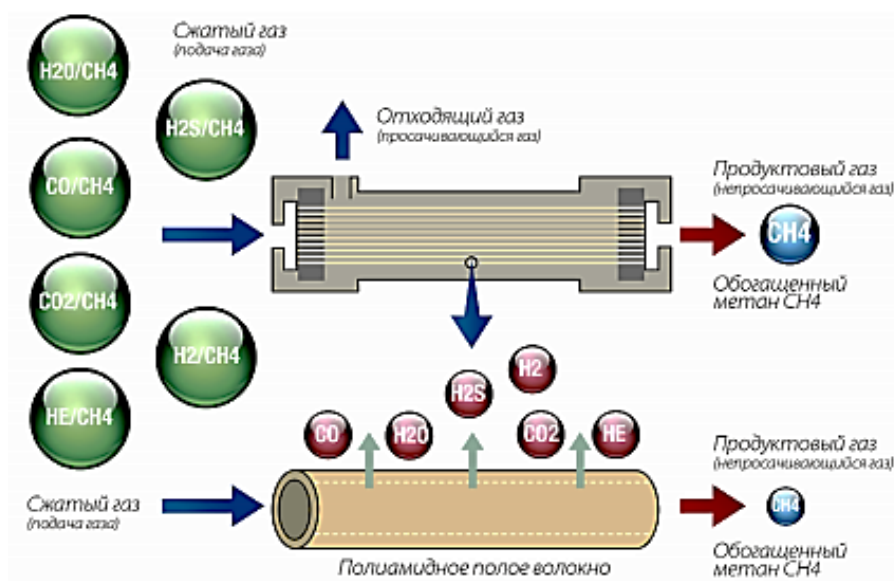


Рисунок 1 – принцип работы мембраны

Преимущества данной технологии:

- простота управления;
- доказанный практикой ресурс мембран;
- отличная удельная производительность;
- высокая селективность;
- терпимость к колебаниям характеристик входящего потока;
- стойкость к твердым частицам;
- химическая стойкость;
- быстрый запуск/остановка;
- несложная модификация при изменении требований;
- минимальные затраты времени и средств на установку;
- не требует внимания со стороны оператора;
- минимальное обслуживание;
- минимум вспомогательного оборудования;
- небольшая площадь для размещения установки.

Конструкция мембранной системы позволяет ей легко подстроиться к значительным изменениям в составе газа и скорости потока [4,5].

Задачи подготовки газа для закачки в газотранспортные системы делятся на две группы:

- задачи, где необходима значительная корректировка температуры точки росы (ТТР) по воде и углеводородам или доведение до требуемых значений остаточного содержания сернистых соединений.
- задачи, где преимущественно требуется осушка газа по воде и, возможно, незначительная (на 3–8°C) корректировка ТТР по углеводородам.

Для каждой из указанных задач разработан свой тип мембранных модулей, максимально отвечающий их специфике. Задачи первого типа предполагают достаточно значительную долю газа, отбираемую в пермеатный поток (до 20–35%). Разрабатывается новая серия компрессоров повышенных поршневых усилий.

Для повышения выхода подготовленного газа разработаны схемы с рециклом. Одна из возможных схем приведена на рис. 2. Такая схема позволяет провести подготовку 100% поступающего на установку газа, и реализуема при условии, если подготавливаемый газ не соответствует требованиям только по содержанию влаги (ТТР по воде). В случаях, когда необходимо также незначительное снижение ТТР по углеводородам и/или снижение содержания  $\text{CO}_2$ , часть пермеатного потока должна выводиться из рецикла для избегания накопления в нем мало- или неконденсирующихся компонентов ( $\text{CO}_2$ , пропан).

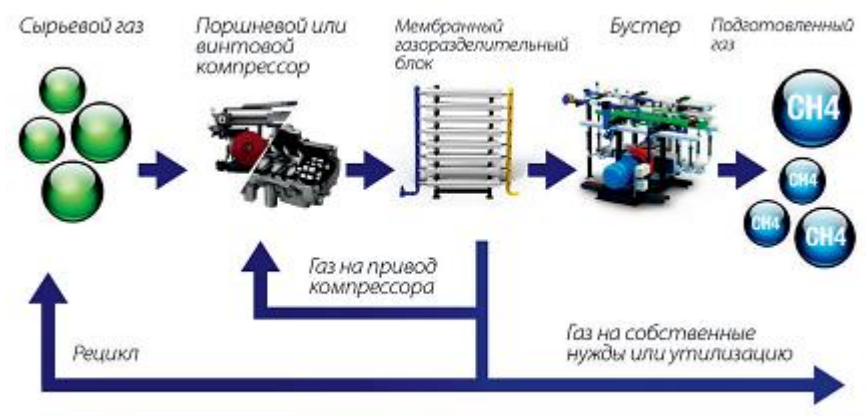


Рисунок 2 – Двухступенчатая схема подготовки газа с рециклом

В подавляющем большинстве случаев пермеатный поток может быть использован непосредственно на площадке в качестве топливного газа для приводов компрессоров и на другие собственные нужды. При этом выход подготовленного газа может составлять 95–98%, а сброса газа на факел не предусматривается в принципе. Мембранные установки для подготовки газа к транспортировке по газотранспортной системе (ГТС) могут работать при давлении вплоть до 8,2 МПа. В стадии разработки находятся модули для работы под давлением до 8,5 МПа [4,6].

Мембранные станции «ТЕГАС» для подготовки углеводородных газов позволяют осуществлять компримирование, подготовку и осушку:

- природного газа;
- попутного нефтяного газа;
- шахтного метана;
- биогаза.

## 1.2 Сепарация газожидкостного потока в вихревой трубе

Специфической особенностью попутного нефтяного газа является невозможность его транспортировки на большие расстояния без предварительной подготовки, так как появляется риск образования кристаллогидратов. В отличие от природного газа, который состоит большей частью из метана и этана, нефтяной газ содержит в своем составе значительное количество пропана, пентана, более тяжелых углеводородов,

а также пары воды. Таким образом, для использования попутного газа требуется очистка его от жидких примесей, что при нерациональном подходе к технологическим решениям влечет за собой большие капитальные и энергетические затраты и малую доходность инвестиций. Наиболее приемлемы в промышленных условиях технологии, основанные на низкотемпературной конденсации компонентов, когда в качестве генераторов холода используются относительно простые и надежные расширители газа, каковыми на сегодня являются дроссельные вентили и вихревые трубы (ВТ).

Следует отметить, что для дроссельного расширителя необходим большой перепад давления, который может быть обеспечен в основном только при добыче и подготовке природного газа. При подготовке попутного нефтяного газа такого благоприятного условия, как правило, нет, поэтому разработчики низкотемпературной технологии очистки и осушки ПНГ все чаще обращаются в своих проектах к более эффективному расширителю – вихревой трубе Ранка – Хилша [7,8]. Она прельщает не только своей конструктивной простотой при феноменальной способности одновременного получения холода и тепла, но и возможностью одновременной низкотемпературной сепарации компонентов газового потока. Такая возможность реализуется в трехпоточных вихревых трубах (ТВТ), в которых наряду с охлажденным и подогретым потоками выводится сконденсированная и отделенная жидкость (или газожидкостная смесь).

Возможны следующие варианты использования эффекта сепарации газовых потоков в вихревой трубе:

- очистка газа от дисперсной влаги, имеющейся в исходном газе;
- компонентное разделение газоконденсатных смесей;
- низкотемпературная очистка газа (конденсация высококипящих компонентов);

- «сухое» компонентное разделение газовых смесей.

Уникальность вихревой трубы состоит в том, что наряду с получением холода и тепла, она является высокоскоростным сепаратором. Высокая скорость газовой струи позволяет получить не только эффективную сепарацию дисперсной влаги, имеющейся в исходном газе, но и приводит к скачкообразному понижению термодинамической температуры газа, вследствие чего создаётся возможность конденсации высококипящих компонентов. Дальнейшая центробежная сепарация образовавшихся капель и вывод их из вихревой трубы может обеспечить низкотемпературную осушку газа.

Для сепарации газожидкостных потоков используются ТВТ, в которых отделяемые жидкие компоненты отводятся с частью газа в виде третьего потока (рис. 3). Основными функциональными элементами ТВТ являются: вихревая камера с тангенциальным сопловым вводом; диафрагма, примыкающая к камере; дроссельный клапан в камере энергетического разделения для обеспечения необходимого соотношения потоков и сепарационный узел [9].

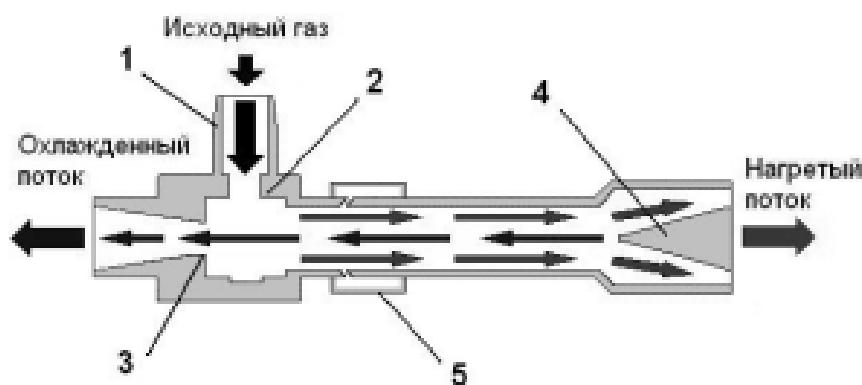


Рисунок 3 – Трехпоточная вихревая труба

1 – сопловый ввод; 2 – закручивающее устройство; 3 – диафрагма; 4 – дроссельный клапан; 5 – сепарационный узел.

При подаче газа в сопловый ввод трехпоточной вихревой трубы жидкие компоненты, содержащиеся в нем, под действием центробежных сил отбрасываются на стенку, образуя пленку жидкости. Образовавшаяся

пленка жидкости продолжает движение в камере энергоразделения до сепарационного узла, где выводится из вихревой трубы с частью горячего потока газа.

В настоящее время хорошо изучено и широко используется в промышленности свойство вихревой трубы генерировать холод (тепло). Процессы же сепарации, протекающие в ней, исследованы значительно слабее. На процесс фазоразделения газожидкостного потока в трехпоточной вихревой трубе влияют два фактора. Первый фактор – это сложная совокупность процессов центробежной сепарации дисперсной жидкой фазы и конденсации высококипящих компонентов с последующим образованием мелкодисперсной жидкой фазы, сепарации капелек с формированием плёнки жидкости на внутренней стенке вихревой камеры и выводением этой жидкости из вихревой трубы. Второй фактор – это оптимальное конструктивное оформление узла сепарации и определение его месторасположения в вихревой камере по отношению к сопловому сечению.

### **1.3 3S- технология**

3S (Super Sonic Separator) — сепаратор — низкотемпературный сверхзвуковой сепаратор, конструкция которого основана на использовании достижений современной аэродинамики, связанных с аэрокосмической техникой.

Принцип работы 3S-сепаратора базируется на охлаждении природного газа в сверхзвуковом закрученном потоке. Сверхзвуковой поток реализуется с помощью конфузорно-диффузорного сопла Лавалья. В таком сопле газ разгоняется до скоростей, больших скорости распространения звука в газе. При этом за счет перехода части потенциальной энергии потока в кинетическую энергию происходит сильное охлаждение газа.

Работа 3S–сепаратора происходит следующим образом. Входной поток закручивается в форкамере и подается в сопло 2, где падает его давление и температура и резко возрастает скорость. В результате сильного охлаждения образуются капли жидкости, далее эти капли нарастают за счет коагуляции (этому процессу способствует турбулизация потока, вызванная его вращением). Рост капель продолжается в рабочей секции, в которой образуется газожидкостный пограничный слой, обогащенный жидкими компонентами, а центральный поток оказывается очищенным от целевых компонентов. Затем потоки проходят через диффузоры, где их скорость гасится, а давление повышается.

Применение диффузоров на выходе из рабочей части 3S–сепаратора позволяет преобразовать часть кинетической энергии потока в потенциальную, что обеспечивает получение более высокого давления газа на выходе из диффузоров, чем статическое давление газа в сверхзвуковом сопле [10,11].

Таким образом, на вход 3S–сепаратора подается газовый поток (он может содержать до 20% жидкости), а из 3S–сепаратора выходит два потока: один – поток подготовленного товарного газа, а второй — газожидкостный поток, обогащенный жидкими компонентами.

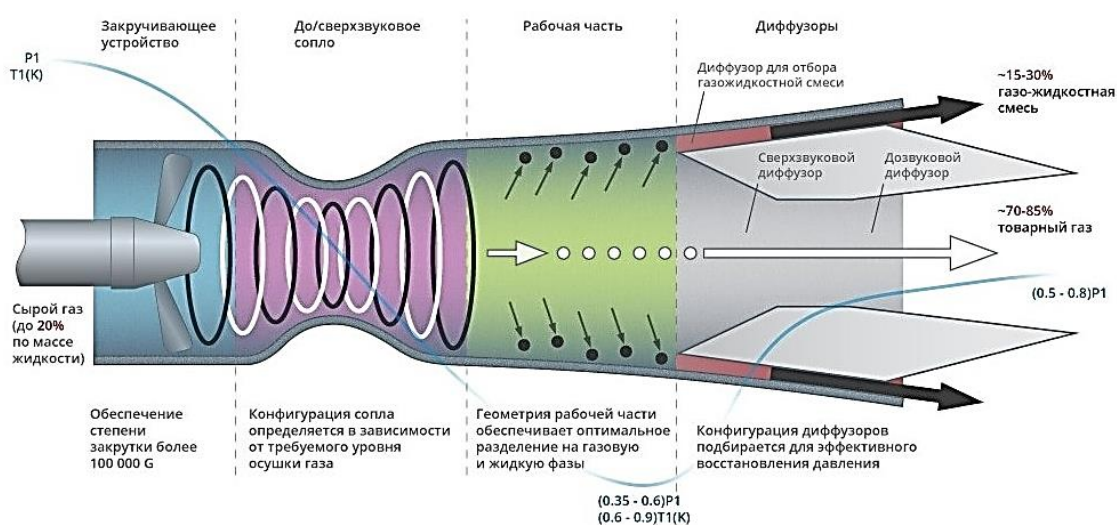


Рисунок 4 – Принципиальная схема конструкции 3S-сепаратора

## **2. Конструкции аппаратов для сепарации газа и газового конденсата**

Одним из актуальных вопросов при эксплуатации установок промышленной подготовки газа и газового конденсата в условиях постоянно снижающегося давления является поддержание достигнутого уровня добычи газа и газового конденсата. При этом необходимым условием остается обеспечение кондиций газа в соответствии с требованиями СТО 05751745-106 при минимальных потерях углеводородов и минимальных затратах материально-технических ресурсов.

На разных стадиях промышленной подготовки нефти используют различное стандартизованное оборудование для разделения жидких или газовых неоднородных систем. Аппараты характеризуются определенной пропускной способностью и для обеспечения заданной мощности установки они соединены в блоки параллельно работающих аппаратов.

В состав установок входят: нефтегазовые и газовые сепараторы; трехфазные нефтегазоводоразделители (НГВР), в т.ч. и с прямым подогревом – НГВРП (аппараты типа «Хитер-Тритер»); отстойники; трубчатые печи; электродегидраторы. При этом сепараторы используют на всех стадиях подготовки нефти – на ДНС, УПСВ и УПН. Оборудование для разделения водонефтяных эмульсий с использованием методов отстаивания (нефтегазоводоразделители, отстойники) применяют на стадии предварительного сброса воды на УПСВ и УПН. Аппараты с использованием электрических полей (электродегидраторы и НГВРП с системой электродов) и трубчатые печи – только на завершающей стадии подготовки с получением товарной нефти (на УПН).

### **2.1. Газовые сепараторы.**

В газосепараторах для отделения частиц жидкости от газового потока используют различные методы: инерционную очистку,



фильтрацию, разделение в поле центробежных сил. В зависимости от этого меняется конструктивное оформление аппаратов, но принцип действия одинаков: частицы жидкости, отделившиеся от газового потока, под действием сил тяжести опускаются вниз и отводятся из нижней части аппарата, а отсепарированный газовый поток уходит из верхней части [12,13,14]. Некоторые разновидности газовых сепараторов приведены на рис. 5-8.

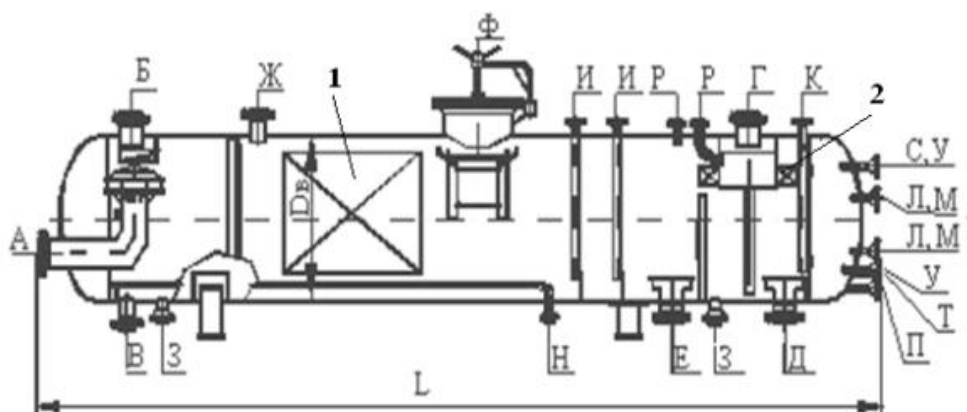


Рисунок 5 – Сепаратор нефтегазовый со сбросом воды типа НГСВ: 1 – пеногаситель, 2 – каплеуловитель;

Основные штуцера: А, Б – вход нефтегазовой смеси или газа; Г – выход газа; Д – выход нефти; Е – выход воды; Ж – для предохранительного клапана; З – дренаж; И – для датчиков уровня; Н – пропарка; Ф – люк-лаз

### 2.1.1. Инерционные газосепараторы

В инерционных газосепараторах (рис. 6) выше зоны ввода исходного потока установлены секции каплеотбойной насадки различных типов (из уголков, из желобов, жалюзийного типа). При многократном изменении направления движения потока и соударении с элементами каплеуловительной насадки происходит разделение потока. Отделившаяся в каждой секции жидкость по трубам стекает вниз. Сепараторы данной разновидности используются для предварительного отделения газа от жидкости [15].

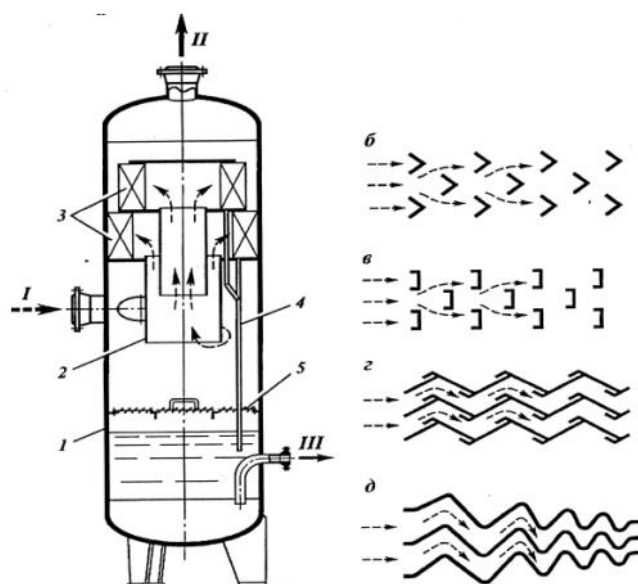


Рисунок 6 – Инерционный газосепаратор: 1 - корпус; 2 - распределительное устройство; 3 - пакеты каплеуловительной насадки (б - уголковая; в - желобчатая; г, д - жалюзийные); 4 - труба для отвода жидкости; 5 - успокоительная решетка.

Потоки: I - исходный газ; II – очищенный газ; III – жидкость

### 2.1.2. Сетчатые газосепараторы

Сетчатые газосепараторы достаточно просты по конструкции (рис. 7). На входе газового потока установлен сетчатый коагулятор, а в верхней части аппаратов – отбойник (демистер), изготовленный из нескольких пакетов гофрированной сетки, уложенных на опорной конструкции (каркасе); поверх элемента также устанавливают каркас. Сетчатый отбойник отличается простотой изготовления и монтажа, малым гидравлическим сопротивлением, высокой эффективностью разделения. Его использование позволяет практически полностью выделить из газа капли жидкости размером 5-10 мкм. Аппараты используют для отделения капельной жидкости (конденсат, вода и др.) на установках подготовки природного газа [15,16].

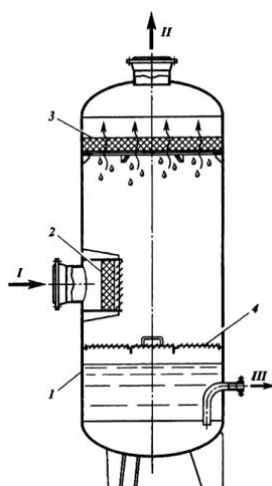


Рисунок 7 – Сетчатый газосепаратор: 1 - корпус; 2 - сетчатый коагулятор; 3 - сетчатый отбойник; 4 - успокоительная решетка. Поток: I - исходный газ; II - очищенный газ; III - жидкость

### 2.1.3. Центробежные сепараторы

В сепараторах с центробежными прямоточными элементами (рис. 8) на входе газового потока установлена отбойная пластина, а в верхней части – прямоточные центробежные элементы (рис. 9) в виде патрубков, закрепленных на полоте тарелки. Нижняя часть патрубков имеет тангенциально расположенные прорезы, а верхняя часть заканчивается тороидальным сепаратором [17,19]. Смешанные потоки поступают через тангенциальные прорезы в нижнюю часть патрубков и закручиваются.

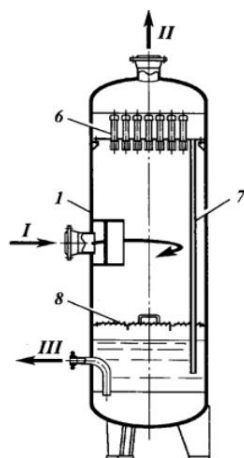


Рисунок 8 – Центробежный газосепаратор: 1 - корпус; 6 – центробежные элементы; 7 – труба для отвода жидкости; 8 – успокоительная решетка

Потоки: I - исходный газ; II- очищенный газ; III – жидкость

В результате возникающих центробежных сил жидкость отбрасывается к периферии патрубков и выводится при помощи тороидального сепаратора в межпатрубковое пространство, а паровой (газовый) поток при этом поднимается вверх, покидая патрубки [18].

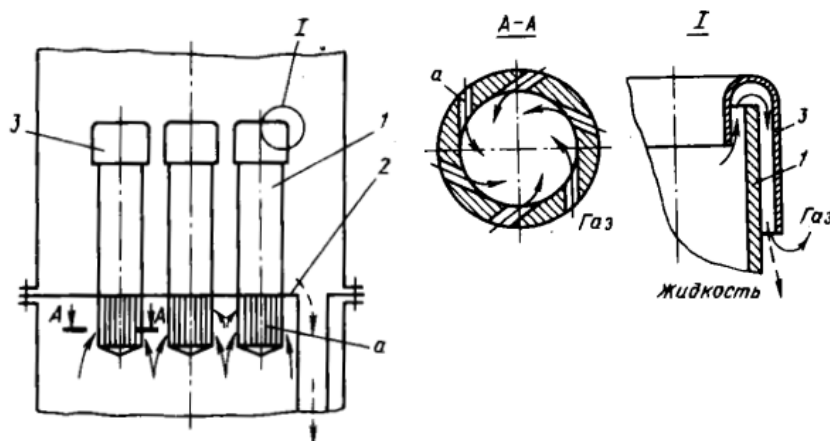


Рисунок 9 – Прямоточно-центробежный сепаратор: а – тангенциальные прорези; 1 – патрубок; 2 – тарелка; 3 – отбойник

В газосепараторах часто дополнительно устанавливают фильтрующие элементы, расположенные над центробежными элементами. Фильтр-патроны представляют собой перфорированный каркас, на который намотан слой фильтрующего материала; при этом важно организовать отвод жидкости из фильтрующего материала.

## 2.2. Отстойники

Отстойники предназначены для разделения водонефтяной эмульсии под действием гравитационных сил и частичного обезвоживания нефти. На установках промысловой подготовки нефти чаще всего используют горизонтальные аппараты типа ОГ или ОН объемом до  $200 \text{ м}^3$  (объем указан в условном обозначении аппарата), количество параллельно работающих отстойников определяется с учетом мощности установки. При высокой степени обводненности нефти меняют также технологические резервуары-отстойники на базе РВС объемом до  $5000 \text{ м}^3$ .

В горизонтальных отстойниках исходная система подается в среднюю часть аппарата, а продукты разделения отводятся через соответствующие штуцера: сверху уходит легкая часть – нефть, а через нижний штуцер – тяжелая (вода). Разделение эмульсий осуществляется под действием сил тяжести (гравитационных сил); уровень жидкости в аппарате поддерживается при помощи регуляторов уровня или гидрозатвора. Схема разделения эмульсии в отстойнике приведена на рис. 10.

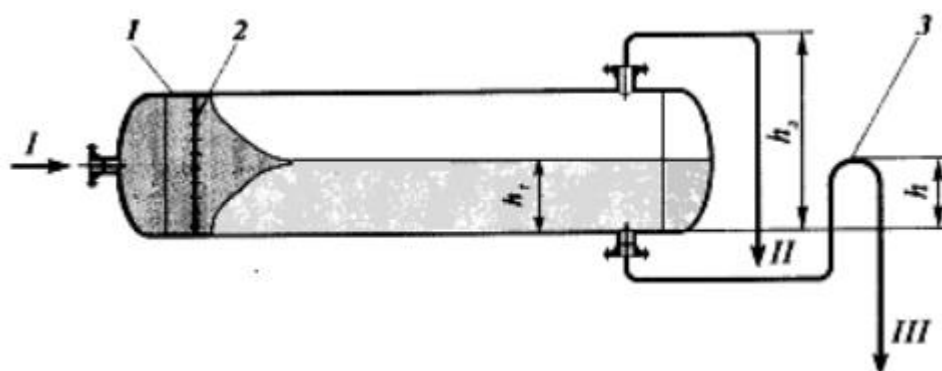


Рисунок 10 – Схема отстойника для разделения эмульсий: 1 – корпус; 2 – перфорированная перегородка; 3 – гидравлический затвор  
Потоки: I – эмульсия (ВНЭ); II – легкая жидкость (нефть); III – тяжелая жидкость (вода)

### 2.3 Электродегидраторы

Для разделения жидких (эмульсии) и газовых (пыли) неоднородных систем можно использовать силы электрического поля. Разделение эмульсий осуществляется под действием переменного электрического поля высокого напряжения. При этом происходит слияние (коагуляция) капель диспергированной жидкости в более крупные, осаждающиеся затем под действием сил тяжести. Метод широко используется при подготовке нефти (на завершающей стадии) для ее обезвоживания и обессоливания [20,21]. Процесс происходит в электродегидраторах, представляющих собой вертикальные, горизонтальные или шаровые аппараты, снабженные

электродами и коллекторными системами для подачи водонефтяной эмульсии и сбора продуктов разделения – нефти и воды.

### 2.3.1. Вертикальные электродегидраторы

Вертикальные электродегидраторы (рис. 11) имеют небольшой объем (до  $32 \text{ м}^3$ ) и используются на электрообессоливающих установках (ЭЛОУ) мощностью до 1,6 млн.т/год; для обеспечения заданной мощности требуется до 12 параллельно работающих аппаратов [22].

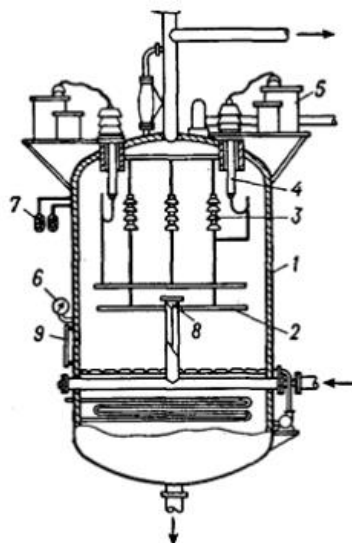


Рисунок 11 – Вертикальный электродегидратор: 1-корпус; 2- электроды; 3,4-изоляторы; 5 - трансформаторы; 6 - манометр; 7 - сигнальные лампы; 8 - распределительная головка; 9 - измерительное стекло

### 2.3.2. Шаровые электродегидраторы

Шаровые электродегидраторы (рис. 12) объемом  $600 \text{ м}^3$  имеют значительно большую производительность и используются на установках мощностью до 3 млн. т/год; они входят в состав ЭЛОУ, комбинированных с установками АТ (атмосферная перегонка) и АВТ (атмосферно-вакуумная перегонка). Аппарат имеет три сырьевых входа и три пары электродов. На установках промышленной подготовки нефти наибольшее распространение

получили горизонтальные электродегидраторы, благодаря большой поверхности раздела фаз [22,23].

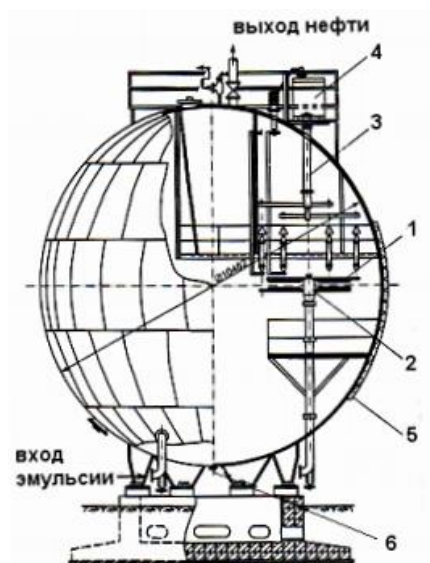


Рисунок 12 – Шаровый электродегидратор: 1 - электроды; 2 - распределительная головка; 3 – устройство для регулирования расстояния между электродами; 4 - трансформатор; 5 - теплоизоляция; 6 -штуцер для дренажа

### 2.3.3. Горизонтальные электродегидраторы

Горизонтальный электродегидратор (рис. 13) представляет собой аппарат объемом до  $200 \text{ м}^3$ , предназначенный для обезвоживания и обессоливания нефти на промысловых и нефтезаводских установках. В корпусе аппарата размещены электроды (верхний и нижний), коллектор для ввода эмульсии, сборники нефти, соленой воды и промывочный коллектор. Электроды подвешены на изоляторах и установлены на расстоянии 200-400 мм; питание их осуществляется от трансформатора, позволяющего получать напряжение между электродами до 50 кВ. Водонефтяная эмульсия поступает в среднюю часть коллектора и равномерно распределяется по всему сечению аппарата. Двигаясь вверх, нефть промывается в слое воды, уровень которой поддерживается на 200-300 мм выше распределителя. При этом обработка эмульсии происходит

сначала в области слабого электрического поля (под нижним электродом), а затем в зоне сильного поля (в пространстве между электродами). Обработка в электрическом поле способствует поляризации молекул воды с образованием диполей с последующей коагуляцией частиц воды и осаждением укрупненных частиц под действием гравитационных сил [22,23,24].

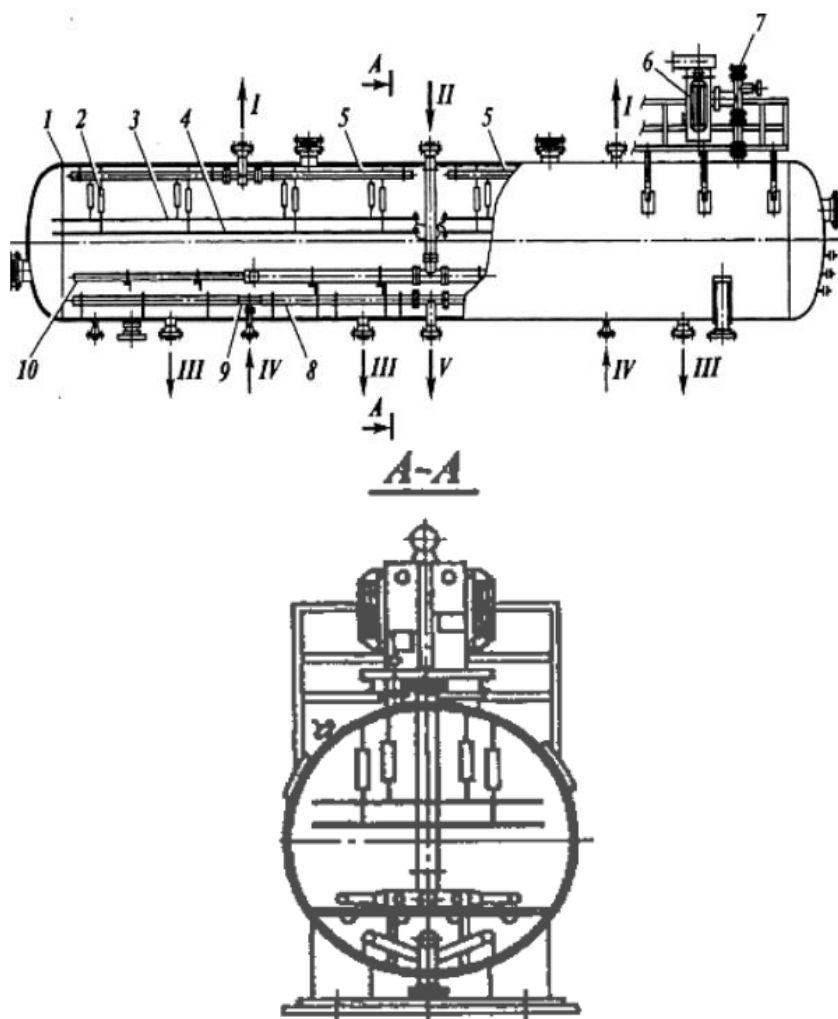


Рисунок 13 – Горизонтальный электродегидратор ЭГ200-10: 1 - корпус; 2 – изолятор; 3,4 – верхний и нижний электроды; 5 –сборник нефти; 6 – трансформатор; 7 - ввод высокого напряжения; 8 - сборник соленой воды; 9 - промывочный коллектор; 10 - распределитель нефти

Потоки: I- нефть; II- эмульсии; III- шлам; IV- вода на промывку; V- вода

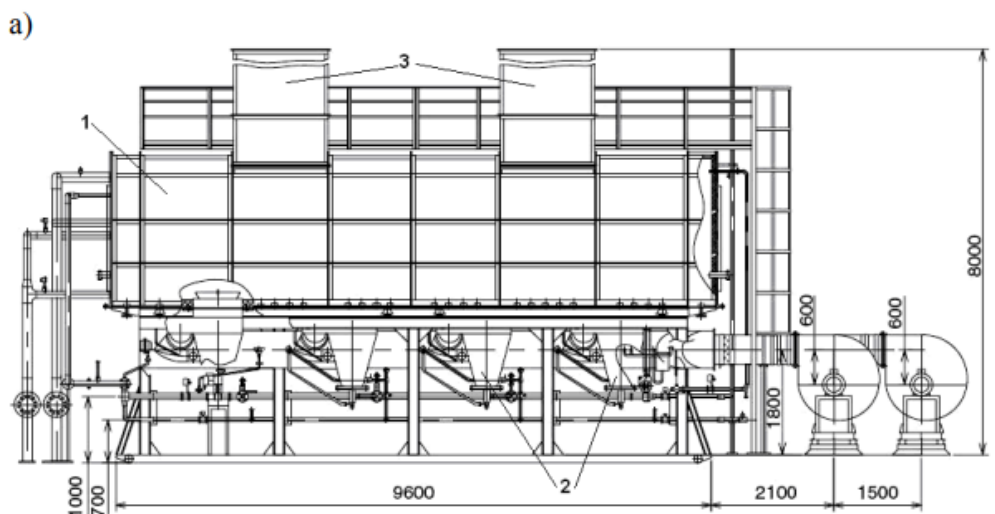
Для удаления солей производят смешение нефти с пресной водой. Обезвоженная и обессоленная нефть попадает в сборник нефти и



отводится из электродегидратора сверху, а соленая вода – снизу. Процесс электроразделения осуществляют с подогревом (для уменьшения вязкости нефти) и под давлением (для исключения кипения нефти и испарения воды).

## 2.4. Трубчатые печи

На установках подготовки нефти с учетом невысокой температуры нагрева (до 500 °С) используют трубчатые печи простейшей конструкции – блочные трубчатые печи типа ПТБ-10 и аналогичные. Печь (рис.14) представлена теплообменной камерой (состоящей только из камеры радиации) с горизонтально расположенными трубами змеевика и нижним расположением горелок; в качестве топлива используют попутный нефтяной газ, выделяемый из нефти на этих же установках. Отвод образующихся дымовых газов осуществляется через дымовые трубы. Печь смонтирована в блочном виде и установлена на ленточном фундаменте. Печи других разновидностей будут рассмотрены ниже.



б)



в)

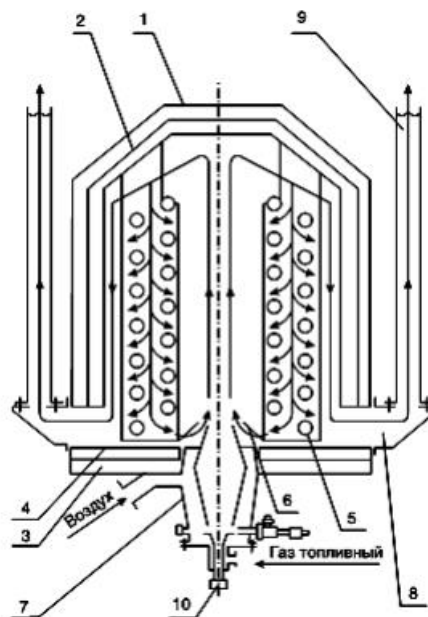


Рисунок 14– Общий вид (а,б) и схема теплообменной камеры (в) печи ПТБ-10 а): 1– теплообменная камера, 2 – горелки, 3 – дымовые трубы в): 1 – каркас; 2 – обшивка; 3 – тепловая изоляция; 4 – обшивка внутренняя; 5 – змеевик; 6 – направляющая дефлектора; 7 – камера сгорания; 8 – блок взрывных клапанов; 9 – дымовая труба; 10 – устройство контроля пламени

## 2.5. Многофункциональные аппараты

Рассмотренное выше оборудование предназначено для реализации определенного процесса, например, сепарации, отстоя, нагрева. В то же время при подготовке нефти используют и многофункциональные совмещенные аппараты, в которых в одном аппарате реализуется несколько процессов, например сепарация и отстой; нагрев и разделение эмульсии на нефть и воду.

### 2.5.1. Нефтегазоразделители

Нефтегазоводоразделитель – это аппарат, разделенные на две части: зона нагрева эмульсии и зона ее разделения; он позволяет заменить два аппарата – печь и отстойник или печь и электродегидратор. В первой зоне размещены жаровые трубы, внутри которых находятся горелки; продукты

горения топлива отводятся через дымовые трубы. Во второй части аппарата – зоне разделения эмульсии в зависимости от исполнения расположены либо коалесцеры (рис. 15), либо электроды (рис. 16), как в электродегидраторе.

Аппарат с системой коалесцеров используют для предварительного сброса воды (на УПСВ), а НГВРП с системой электродов – для окончательного обезвоживания и обессоливания (на УПН) [25].

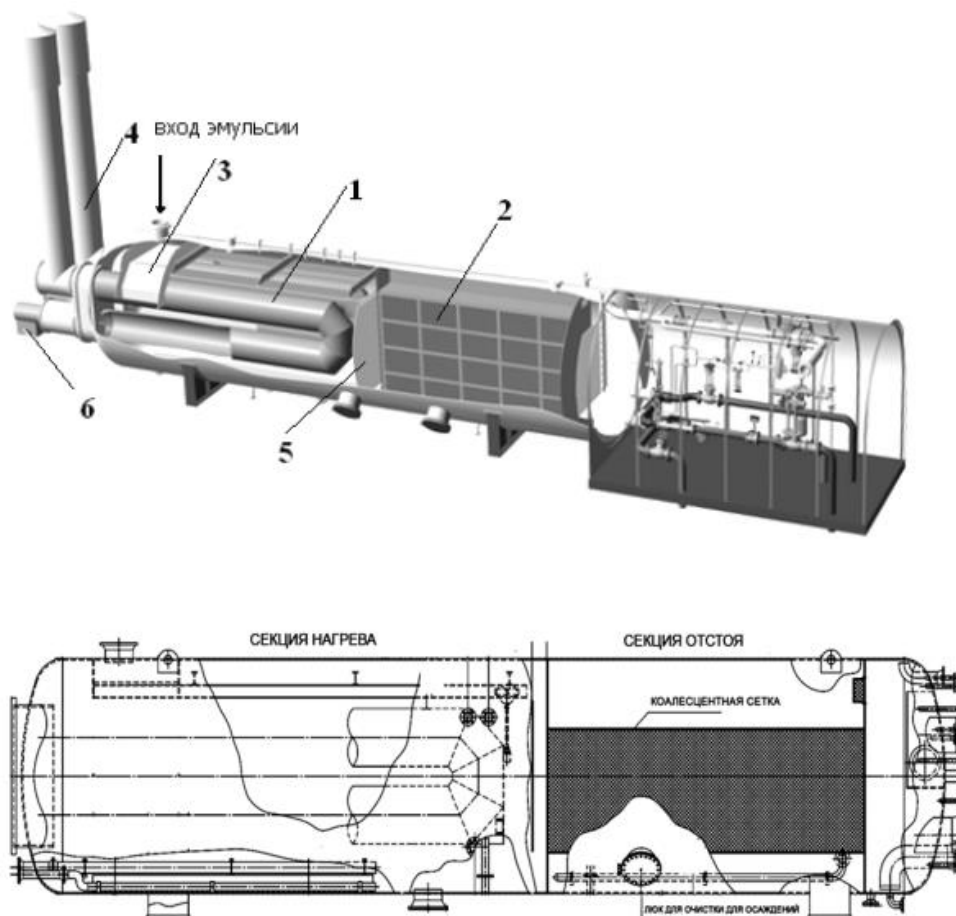


Рисунок 15 – Нефтегазоводоразделитель с прямым подогревом: 1 - жаровые трубы, 2 – секция коалесцеров, 3 - распределительная пластина, 4- дымовые трубы, 5 – поперечная перегородка, 6 –горелка

Эмульсия, поступает в зону нагрева через верхний штуцер аппарата и нагревается теплом продуктов сгорания топлива. Тепло входящему потоку передается через поверхность жаровых труб, и нагретая эмульсия переходит в зону разделения. Выделившиеся из нефти газы отводятся через верхний штуцер, а водонефтяная эмульсия разделяется под

действием электрического поля (аналогично описанному выше способу) или за счет установки секций коалесцеров, выполненных из полипропиленовых гофрированных листов или из нержавеющей стальной проволоки.

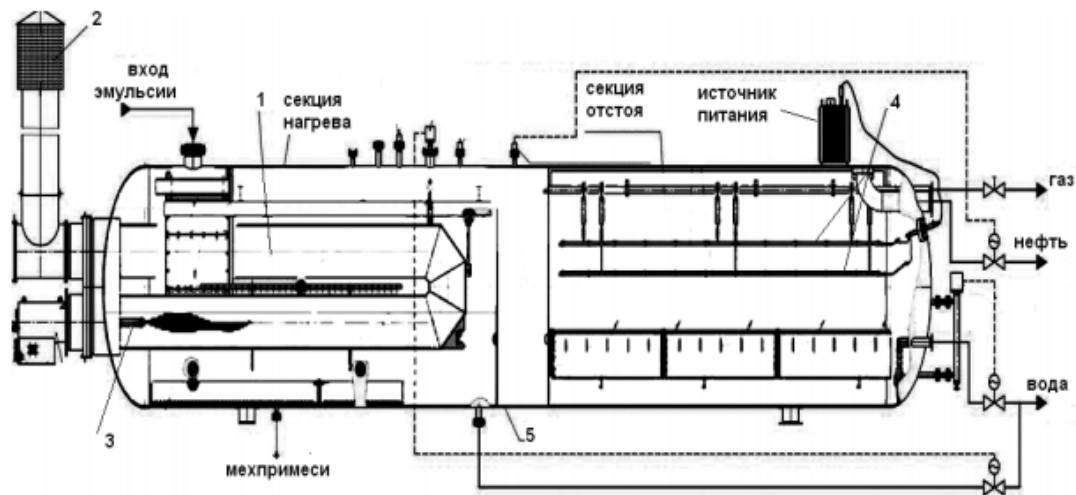


Рисунок 16 – Нефтегазоводоразделитель с системой электродов: 1 – жаровая труба, 2 – дымовая труба, 3 – горелка, 4 – электроды, 5 – перегородка

### 2.5.2. Концевой делитель фаз трубный

Концевой делитель фаз трубный (рис. 17) – это многофункциональный трубный аппарат высокой производительности, позволяющий разделять продукцию скважин на газ, нефть и воду; в аппарате совмещены функции сброса и очистки воды. Они предназначены для сброса балластной воды (до остаточного содержания не более 5%) перед дальнейшей переработкой нефти. КДФТ могут входить в состав УПСВ или использоваться в качестве входной ступени обезвоживания на УПН. КДФТ обеспечивает также и частичную очистку воды от твердых частиц.

В состав КДФТ входят следующие узлы:

- узел предварительного отбора газа (УПОГ), предназначенный для отбора отделившегося свободного газа в подводящем коллекторе;

- наклонные трубные секции, предназначенные для отделения воды от нефти и ее дегазации (1,2,4 в зависимости от производительности);
- внутренние полочные коалесцеры-осадители расположенные в нижней части секции, предназначенные для доочистки воды от механических примесей и нефти [26].

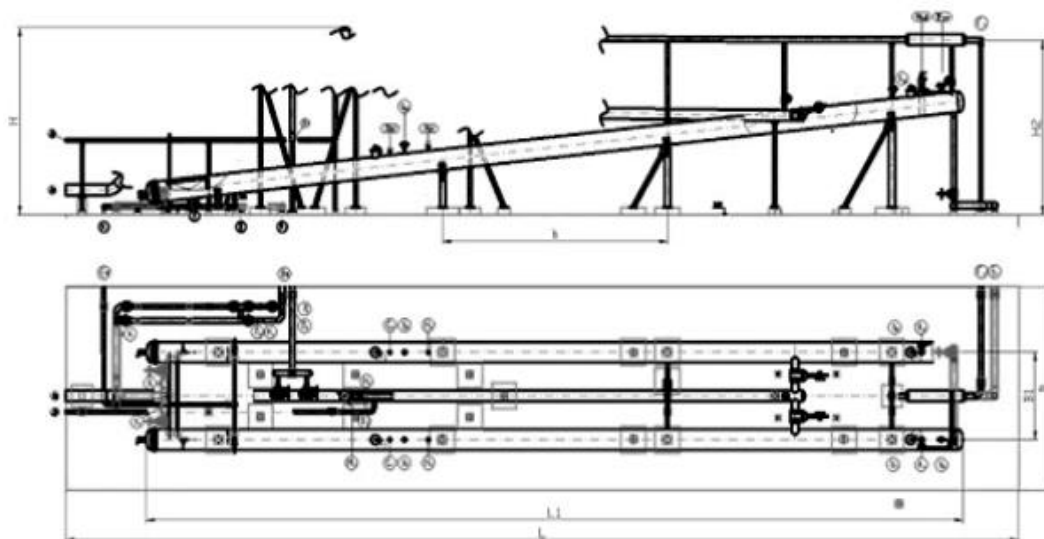


Рисунок 17 – Концевой делитель фаз трубный (КДФТ)

### 3. Проблемы, возникающие при подготовке газа и газового конденсата

#### 3.1 Ретроградный эффект

Ретроградные явления – переход природных углеводородных многокомпонентных систем из однофазного газообразного (однофазного жидкого) состояния в двухфазное парожидкостное состояние при изотермическом снижении давления (ретроградная конденсация) или изобарическом уменьшении температуры (ретроградное испарение).

В области ретроградной конденсации (ретроградного испарения) при изотермическом снижении давления от  $P_1$  до  $P_{\text{мк}}$  (изобарическом снижении температуры от  $T_1$  до  $T_{\text{мк}}$ ) происходит увеличение количества образовавшейся жидкой фазы (газовой фазы) в системе до максимального значения (рис. 18). Дальнейшее снижение давления (температуры) приводит к уменьшению объёма жидкой (газовой) равновесной фазы, а при

давлении  $P_2$  (температуре  $T_2$ ) жидкая (газовая) фаза исчезает и многокомпонентная система (МС) снова переходит в однофазное (точка С) газообразное (жидкое — точка  $C_1$ ) состояние [27,28].



Рисунок 18 – Ретроградный эффект

Многие природные МС обладают одной ретроградной областью. Например, у пластовых смесей газоконденсатных месторождений наблюдается в большинстве случаев только область ретроградной конденсации. Ретроградные явления проявляются у различных по составу углеводородных МС при разных значениях давлений и температур. Следует отметить, что термобарические условия, приводящие к ретроградным явлениям в пластовых смесях газоконденсатных и нефтяных месторождений, часто соответствуют давлениям и температурам, наблюдаемым в практике их разработки. Это вызывает выпадение жидких компонентов в газонасыщенных пластах, изменение состава добываемой продукции, а также продуктивности скважин.

### 3.2 Гидратообразование

Как известно, условиями образования газогидрата являются, во-первых, наличие гидратообразователя, каковым является природный газ содержащий, влагу; во-вторых, низкая температура и высокое давление газа.

Техногенные газовые гидраты могут образовываться в системах добычи газа: в призабойной зоне, в стволах скважин, в шлейфах и внутрипромысловых коллекторах, в системах промысловой и заводской подготовки газа, а также в магистральных газотранспортных системах. В технологических процессах добычи, подготовки и транспорта газа твердые газовые гидраты вызывают серьезные проблемы, связанные с нарушением протекания этих процессов [29-33].

Изучение кинетики образования гидратов представляет научный и практический интерес, поскольку знание скорости их образования позволит определить частоту подачи ингибитора в скважины или газопроводы. Однако в литературе имеется очень мало работ по кинетике образования гидратов в динамических условиях, характеризующих реальные условия выделения гидратов в трубопроводах и аппаратах.

Известно, что скорость образования гидратов при контакте природного газа с водой увеличивается с понижением температуры и повышением давления. Большое влияние на скорость гидратообразования оказывают и условия массопередачи. Если гидратообразователь не растворяется в воде, преобладающее влияние на скорость образования гидрата оказывает абсорбция гидратообразователя водой — массопередача. В тех случаях, когда гидратообразователь хорошо растворим в воде, преобладающим фактором является интенсивность отвода тепла — теплопередача.

Для предупреждения образования гидратов в потоке газа необходимо устранить хотя бы одно из основных условий существования

гидратов: высокое давление, низкую температуру или свободную влагу. В связи с этим основными методами борьбы с гидратами являются понижение давления, повышение температуры, осушка газа или ввод антигидратных ингибиторов.

При образовании гидратов в стволе скважины понижение давления ниже начала гидратообразования возможно лишь при продувке скважины в атмосферу. Таким образом, это аварийный метод, который применим в ограниченных масштабах лишь для ликвидации уже образовавшихся гидратных пробок. Регулярное применение этого метода при добыче газа недопустимо. Методы повышения температуры газа в стволе скважины путем подогрева различными забойными нагревателями и при помощи теплоизоляции части ствола скважины в настоящее время находятся еще в стадии промышленных испытаний. Осушка газа внутри скважины в настоящее время вообще неприменима. Поэтому на сегодняшний день самым распространенным и действенным методом остается применение различных ингибиторов.

Определяющими критериями при выборе того или иного ингибитора гидратообразования в условиях добычи газа на Севере являются: способность понижать равновесную температуру гидратообразования, стоимость, растворимость в воде и температура замерзания водных растворов, вязкость и поверхностное натяжение, летучесть паров, взаиморастворимость с газом и конденсатом, а также возможность регенерации ингибиторов в промысловых условиях с малыми потерями, особенно при высокой стоимости ингибиторов [30].

Одним из основных критериев для выбора ингибитора является величина понижения равновесной температуры  $\Delta t$ , °C. Для метанола гликолей величину  $\Delta t$  определяют по уравнению Гаммершмидта.

Очень резкое снижение температуры гидратообразования природных газов обеспечивает аммиак, но его применение в качестве ингибитора исключено, так как с углекислым газом, имеющимся в тех или иных



количествах в газах любого месторождения, водные растворы аммиака образуют твердые отложения карбонатов аммония, еще более плотных, чем гидратные пробки.

Основными ингибиторами гидратообразования, применяемыми в производстве, являются: гликоли (этиленгликоль (ЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ)), метанол, этилкарбитол (ЭК), раствор хлористого кальция и другие [33].

### **3.3 Влагосодержание природного газа**

Газ в условиях пластового давления и температуры насыщен водяными парами. Обычно при одних и тех же условиях тяжелые углеводороды содержат паров воды меньше, чем легкие углеводороды. Наличие «кислых газов» (сероводорода и диоксида углерода) приводит к увеличению водяных паров в газе, а увеличение концентрации азота способствует уменьшению содержания паров воды.

Влагосодержание, которое соответствует полному насыщению газа водными парами, называется равновесным. При охлаждении газа относительная влажность повышается и при определенной температуре достигает предельного значения. При дальнейшем понижении температуры излишняя влага будет конденсироваться. В динамике разработки месторождения температура и давление постепенно уменьшаются, при этом снижение температуры приводит к уменьшению количества водяных паров в газе, а уменьшение давления влияет обратным образом [34,35].

Равновесное влагосодержание газа обусловлено рядом факторов: температурой, давлением, наличием льда в системе, плотностью газа, минерализацией пластовой воды. При температуре ниже минус 5 °С может существовать как жидкая переохлажденная вода, так и лед. Упругость паров воды над жидкостью и льдом имеет различные значения [36].

Равновесное влагосодержание газа связано с его молекулярной массой. Чем она больше, тем меньше требуется воды для его насыщения. Растворение солей в воде приводит к снижению парциального давления водяных паров и, следовательно, к снижению влагосодержания газа.

#### **4. Технологические схемы подготовки газа и газоконденсата.**

Природный газ широко используют как недорогое топливо с высокой теплотворной способностью (при сжигании 1 куб.м. выделяется до 54400 кДж). Это один из лучших видов топлива для бытовых и промышленных нужд. Самым распространенным способом доставки газа потребителям является транспортировка по трубопроводам.

Однако, перед подачей в магистральные трубопроводы газ необходимо подготовить, чтобы он соответствовал ряду требований. Наиболее сложно достижимыми из них являются температура точки росы по воде и углеводородам.

##### **4.1 Низкотемпературная конденсация (НТК)**

Технология предусматривает:

- первичную сепарацию газа и улавливание жидкостных пробок во входном газосепараторе;
- охлаждение входного потока газа в теплообменнике за счет внешнего источника охлаждения, которыми могут быть аппараты воздушного охлаждения (АВО), различные холодильные машины;
- последующая сепарация охлажденного газа в низкотемпературном газосепараторе [37].

##### **4.2 Абсорбционная подготовка газа**

Технология предусматривает:

- первичную сепарацию газа и улавливание жидкостных пробок во входном газосепараторе;

- абсорбционную колонну, в которой жидким абсорбентом поглощается влага, находящаяся в газе;
- выходной газосепаратор, в котором осуществляется осаждение (улавливание) абсорбента.

### **4.3 Адсорбционная подготовка газа**

Технология предусматривает:

- первичную сепарацию газа и улавливание жидкостных пробок во входном газосепараторе;
- адсорбционную колонну, в которой твердым адсорбентом поглощается влага, находящаяся в газе;
- выходной фильтр-сепаратор, в котором осуществляется осаждение (улавливание) адсорбционной пыли [38-40].

### **4.4 Низкотемпературная сепарация (НТС)**

Данная технология предусматривает:

- первичную сепарацию газа и улавливание жидкостных пробок во входном газосепараторе;
- охлаждение входного потока газа в теплообменнике газ/газ потоком охлажденного газа;
- охлаждение газа за счет дросселирования потока, здесь могут использоваться дроссель (эффект Джоуля-Томсона), трубка Ранка, турбодетандер;
- последующая сепарация охлажденного газа в низкотемпературном сепараторе газа;
- подогрев подготовленного газа в теплообменнике перед подачей в магистраль [40].

К преимуществам установок НТС можно отнести:

- Для данных установок характерны низкие капитальные и эксплуатационные затраты, особенно в начальный период разработки месторождения;
- Одновременно происходит процесс извлечения жидких углеводородов и осушки газа;
- При длительной разработке месторождения, по мере падения пластового давления, возможность усовершенствования технологии работы установки для продления срока ее эффективной эксплуатации.

Для установок НТС характерны следующие недостатки:

- При заданных температуре и давлении, степень извлечения целевых компонентов из природного газа зависит только от состава исходного газа;
- При исчерпании пластового давления, для установок необходима реконструкция;
- Проблема гидратообразования.

Для месторождений с коротким сроком разработки, установки НТС находят оправданное применение [41-43].

Для крупных месторождений, как показывает практика, при использовании процесса НТС, возникает необходимость использовать помимо дросселирующих устройств, также эжекторы и теплообменники для рекуперации холода. Что значительно увеличивает эффективность процесса НТС.

#### 4.5 Технологическая схема процесса НТС с эжектором

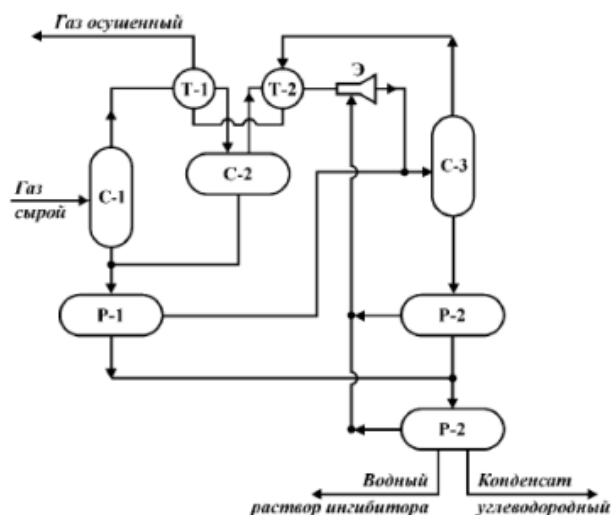


Рисунок 19 – С-1, С-2, С-3 – сепараторы; Т-1, Т-2 – теплообменники, Э – эжектор типа газ-газ; Р-1, Р-2, Р-3 – разделители жидкости

Газоконденсатную смесь направляют в сепаратор 1-ой ступени (С-1), где происходит отделение газа от жидкости и механических примесей под действием гравитации.

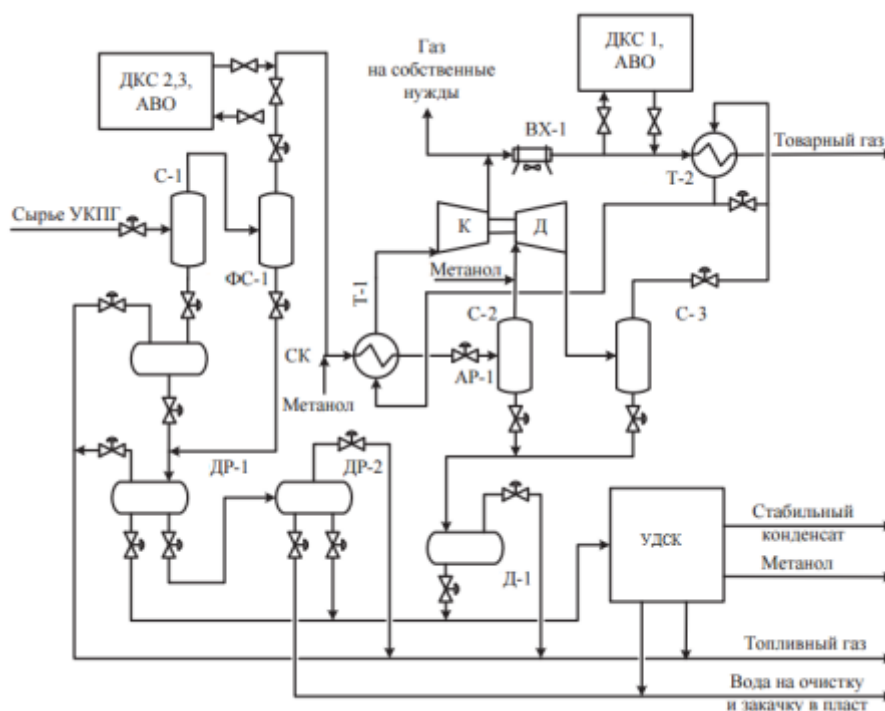
Для обеспечения безгидратных режимов работы в трубную часть сепаратора производится впрыск метанола.

Жидкая фаза из сепаратора С-1 поступает в разделитель жидкости РЖ-1 при температуре плюс 5 ÷ плюс 25 °С и давлением 4,0-5,6 МПа, а газ подается в двухсекционный теплообменник типа «газ-газ» Т-1, в котором охлаждается холодным обратным потоком осушенного газа до температуры минус 10 ÷ плюс 10 °С.

Охлажденная смесь поступает в сепаратор второй ступени С-2 при давлении до 7,35 МПа.

Также производится впрыск метанола. В сепараторе происходит отделение газа от жидкости, газ поступает в теплообменник Т-2 в котором он охлаждается до температуры минус 15 ÷ минус 25 °С, а жидкая фаза направляется в разделитель жидкости РЖ-2. После теплообменника поток разделяется. Одна часть газа направляется на дроссельный клапан и после этого подается в сепаратор С-3, а другая часть смешивается с потоком газа,

Метанольная вода выводится в выветриватели газа. Углеводородный конденсат направляется на площадку переключающей арматуры УДСК [44,45].



Условные обозначения: ТД-1 – турбодетандерный агрегат; С-1, С-2, С-3 – сепараторы; Д-1 – дегазатор; ДР-1, ДР-2 – дегазаторы-разделители; ФХ-1 – воздушный холодильник; ФС-1 – фильтр-сепаратор; Т-1, Т-2 –

теплообменники; УДСК – установка деэтанзации и стабилизации конденсата; АР–1– арматурный узел.

В представленной выше технологической схеме происходит трехступенчатая НТС. Данная схема предполагает охлаждение газа в следующих местах: на узле входных ниток, при переходе газожидкостной смеси из трубопровода с большим давлением в трубопровод с меньшим; в рекуперативном теплообменнике «газ–газ» Т–1; в турбодетандере ТДА. В конце технологического цикла газ компримируется в компрессоре ТДА, после чего охлаждается в воздушном холодильнике ВХ –1, дожимается на ДКС – 1, охлаждается в рекуперативном теплообменнике Т – 2 и отправляется к потребителю (рис. 19). Важно понимать, что перед входом в компрессор, газ расширяется в турбине, после чего проходит низкотемпературный сепаратор и теплообменник. Это происходит для того, чтобы уменьшить давление и повысить температуру газа на входе в компрессор. Изменение таким образом данных параметров позволяет обеспечить необходимый перепад давления в турбодетандерной установке, тем самым получить требуемое охлаждение газа.

Продукция скважин с давлением 8-10 МПа и температурой  $5\div 35$  °С поступает на первую ступень сепарации в вертикальный сепаратор С<sub>1</sub>. Далее для предотвращения гидратообразования в линию подается метанол. В С<sub>1</sub> происходит предварительное отделение из газового потока капельной жидкости и механических примесей. Отсепарированная жидкая фаза (газовый конденсат и метанольная вода) попадает в разделитель жидкости РЖ<sub>1</sub>. Частично отсепарированный газовый поток из С<sub>1</sub> поступает в трубное пространство двухсекционного теплообменника Т<sub>1</sub>, где охлаждается обратным холодным потоком осушенного газа.

Охлажденный газ через дроссель поступает в сепаратор второй ступени (С<sub>2</sub>), где происходит отделение капельной жидкости, а газовый поток поступает в трубное пространство теплообменника Т<sub>2</sub>, в котором происходит понижение температуры до минус 30...35 °С [46-50].

Часть потока газа из  $C_2$  в качестве активного потока поступает на дроссель. Смесь активного потока газа и пассивного потока от ТДА подается на вход низкотемпературного сепаратора.

Кроме того, на установке может быть предусмотрена подача нестабильного конденсата через форсунки на вход  $C_3$  из газожидкостного потока для повышения конденсатоотдачи. В  $C_3$  происходит отделение жидкой фазы при температуре минус 30...35 °С и отсепарированная жидкость поступает в РЖ<sub>2</sub>.

Осушенный газ из  $C_3$  поступает в теплообменники  $T_2$ ,  $T_1$  для нагревания.

Из  $T_1$ , осушенный от влаги и углеводородов, природный газ поступает на пункт коммерческого замера газа. Жидкая фаза в РЖ<sub>1</sub> подвергается разделению на углеводородный конденсат и метанольную воду. Газ дегазации из РЖ<sub>1</sub> поступает на вход низкотемпературного сепаратора  $C_3$ .

Жидкая фаза из сепараторов  $C_2$  и  $C_3$  поступает в разделитель жидкости РЖ<sub>2</sub>, в котором происходит разделение нестабильного конденсата и метанольной воды. Метанольная вода поступает в выветриватели газа. Углеводородный конденсат подается либо на установки деэтанзации и стабилизации конденсата (УДСК), либо в аварийные емкости [48].



**Введение**

Цель диссертации – повышение эффективности работы установки низкотемпературной сепарации газа с применением имитационной динамической модели.

В работе выполнен анализ основных процессов и факторов, влияющих на работу установки низкотемпературной сепарации газа и газового конденсата. На основе существующих математических моделей основных физических процессах, протекающих в аппаратах, был предложен комплексный математический аппарат, способный описывать данный процесс.

Основной метод, применяемый в работе – метод математического моделирования. Модель объекта строилась с учетом физико-химических закономерностей протекания процесса.

Областью применения модели является нефтегазовая промышленность.

Основные проблемы эффективного ресурсопотребления и ресурсосбережения актуальными являются всегда. В настоящее время все технологические процессы идут с потреблением первичных ресурсов (энергия, воздух, вода), материальных и трудовых. Формирование и реализация стратегии ресурсосбережения на всех уровнях управления – один из важнейших вопросов стратегического менеджмента, так как ресурсоемкость является второй стороной товара, когда первой является его качество.

Целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- оценить коммерческий потенциал и перспективность проведения научных исследований;
- планирование научно-исследовательских работ;
- определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

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

### **1.1. Потенциальные потребители результатов исследования**

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками [63].

Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга).

Для данной разработки целесообразно использовать такие критерии сегментирования рынка: размер компании, отрасль, географический и поведенческий критерии.

Размер компании очень важен, т.к. крупные компании часто используют новые технологии и могут поддаться риску, потому что имеют возможность возместить убытки.

Что касается отраслей, то не все предприятия могут пользоваться данным исследовательским проектом, а только нефтяная промышленность. Отсюда вытекает географический критерий, потому что не всякий регион и не всякая страна имеет газовые и нефтяные ресурсы.

Целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия: размер компании и отрасль, по которым будет производиться сегментирование рынка (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Карта сегментирования рынка

		<b>Отрасль</b>	
		Газодобывающие предприятия	Нефтегазодобывающие предприятия
<b>Размер</b>	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		



Как видно из таблицы основными сегментами данного рынка являются крупные и малые компании. Следовательно, наиболее перспективным сегментом в отраслях нефтегазодобычи и нефтегазопереработки для формирования спроса является сегмент независимых крупных и средних нефтедобывающих компаний [61,62].

## 1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам и позволяет провести оценку

сравнительной эффективности научной разработки, и определить направления для ее будущего повышения.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, пример которой приведен в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Адекватность разработки	0,14	5	4	4	0,70	0,70	0,70
2. Унифицированность	0,04	4	4	4	0,16	0,16	0,16
3. Простота применения	0,14	5	5	5	0,70	0,70	0,70
4. Универсальность	0,10	3	3	3	0,42	0,42	0,42
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,12	4	4	4	0,48	0,48	0,48
2. Уровень проникновения на рынок	0,14	3	3	5	0,42	0,42	0,70
3. Финансирование научной разработки	0,09	2	1	4	0,18	0,09	0,36
4. Срок выхода на рынок	0,08	1	1	5	0,08	0,08	0,40
5. Наличие сертификации разработки	0,15	1	1	5	0,15	0,15	0,75
Итого	1				3,29	3,20	4,67

Критерии подбираются, исходя из выбранных объектов сравнения. Позиция разработки и конкурентов оценивается по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i,$$

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

Полученные значения в таблице 3.2 говорят об эффективности научной разработки и позволяют определить направления для ее будущего улучшения и конкурентоспособности с более крупными компаниями: следует увеличить уровень проникновения на рынок и получить сертификацию разработки модели.

### 1.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Он проводится в несколько этапов [64].

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Матрица SWOT

	<b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b>	<b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b>
	<p>С1. Простота применения</p> <p>С2. Адекватность разработки</p> <p>С3. Более свежая информация, которая была использована для разработки проекта.</p> <p>С4. Относительно невысокая денежная и временная затратность проекта</p>	<p>Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки</p> <p>Сл2. Отсутствие сертификации</p> <p>Сл3. Невозможность использования в компаниях, использующих традиционные методы переработки нефти (не использующие реагентов)</p> <p>Сл.4 Отсутствие бюджетного финансирования.</p>

Продолжение таблицы 3.3 – Матрица SWOT

<p><b>Возможности:</b>  В1.Использование инновационной инфраструктуры ТПУ  В2.Использование инфраструктуры ОЭЗ ТВТ Томск  В3.Появление потенциального спроса на новые разработки  В4. Уменьшение значимости или достоинства конкурентных разработок</p>	<p>Простота применения и адекватность разработки может вызвать спрос на нее, а это в свою очередь увеличит количество спонсоров. Кроме того, унифицированность и адекватность разработки может уменьшить конкурентоспособность других разработок. Невысокая затратность проекта может привлечь больше сотрудников и исполнителей.</p>	<p>Инновационные инфраструктуры ТПУ и ОЭЗ ТВТ Томск могут оказать помощь в финансировании проекта. При снижении конкурентоспособности подобных разработок и при появлении спроса на новые может появиться возможность использования данной НИР в компаниях использующих традиционные методы переработки нефти.</p>
<p><b>Угрозы:</b>  У1. Отсутствие спроса на новые технологии  У2. Значимая конкуренция  У3.Введения дополнительных государственных требований к сертификации  У4.Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства</p>	<p>В силу того, что в данной разработке используется более новая информация наряду со старой, то это может повысить спрос и конкуренцию разработки. В силу малой затратности проекта представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация.</p>	<p>Отсутствие прототипа научной разработки говорит об отсутствии спроса на новые технологии и отсутствии конкуренции проекта. Несвоевременное финансирование научного исследования приведет к невозможности получения сертификации.</p>

После того как сформулированы четыре области SWOT переходят к реализации второго этапа, который состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений [65].

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Пример интерактивной матрицы проекта представлен в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Интерактивная матрица проекта

<b>Сильные стороны проекта</b>					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	-	-	-	+
	B2	-	-	-	+
	B3	+	+	+	-
	B4	+	+	+	-
Угрозы проекта	У1	0	+	0	-
	У2	+	+	+	+
	У3	-	-	-	0
	У4	-	-	-	-
<b>Слабые стороны проекта</b>					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	-	-	-	+
	B2	-	-	0	+
	B3	+	+	+	0
	B4	+	+	-	-
Угрозы проекта	У1	+	+	+	0
	У2	0	+	0	-
	У3	-	0	-	-
	У4	-	+	-	+

В случае, когда две возможности сильно коррелируют с одними и теми же сильными сторонами, с большой вероятностью можно говорить об их единой природе. В этом случае, возможности описываются следующим образом: B2B3C2C3 [66].

В рамках третьего этапа должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа, которая приводится в магистерской работе (табл. 3.5).

Таблица 3.5 – SWOT-анализ

	<p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>С1. Простота применения</p> <p>С2. Адекватность разработки</p> <p>С3. Более свежая информация, которая была использована для разработки проекта.</p> <p>С4. Относительно невысокая денежная и временная затратность проекта.</p>	<p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки</p> <p>Сл2. Отсутствие сертификации</p> <p>Сл3. Невозможность использования в компаниях, использующих традиционные методы переработки нефти (не использующие реагентов)</p> <p>Сл.4 Отсутствие бюджетного финансирования.</p>
<p><b>Возможности:</b></p> <p>В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ</p> <p>В2. Использование инфраструктуры ОЭЗ ТВТ Томск</p> <p>В3. Появление потенциального спроса на новые разработки</p> <p>В4. Уменьшение значимости или достоинства конкурентных разработок.</p>	<p>Простота применения, адекватность разработки, использование более свежей информации в проекте увеличит спрос и конкурентоспособность НИР (В3В4С1С2С3). При подключении в работу инновационных структур уменьшается время разработки и появляются дополнительные денежные средства(В1В2С4).</p>	<p>Помощь в финансировании проекта и его сертификации могут оказать инновационные инфраструктуры(В1В2Сл2Сл4). Необходимо снизить конкурентоспособность подобных разработок и расширить использование данной НИР во многих компаниях (В3В4Сл1Сл3).</p>



### Продолжение таблицы 3.5 – SWOT-анализ

<b>Угрозы:</b> У1. Отсутствие спроса на новые технологии У2. Значимая конкуренция технологий производства У3. Введения дополнительных государственных требований к сертификации У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства.	Использование более новой информации, простота и адекватность математической модели позволяют повысить спрос и конкуренцию разработки, что уменьшает влияние финансирования (С1С2С3У1У2У4). В силу малой затратности проекта представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация (У3С4).	Отсутствие прототипа, сертификации научной разработки, невозможность использования в компаниях с традиционными методами обработки нефти приведет к отсутствию спроса и конкуренции проекта (У1У2Сл1Сл2Сл3), а отсутствие финансирования приведет к невозможности получения сертификации (У3Сл4).
--	---	--

## 2. Планирование научно-исследовательских работ

### 2.1 Структура работ в рамках научного исследования

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Выбор направления исследований	Руководитель

Выбор направления исследований	2	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
--------------------------------	---	--	--------------

Продолжение таблицы 3.6 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Выбор направления исследований	3	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
	4	Подбор и изучение материалов по теме	Студент
	5	Проведение патентных исследований	Студент
Теоретические исследования	6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Руководитель, студент
	7	Проведение компьютерных расчетов	Руководитель, студент
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, студент
	9	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель, студент
Оформление отчета по НИР	10	Оформление отчета	Студент

## 2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Для определения ожидаемого значения трудоемкости  $t_{\text{ож}i}$  используется формула:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{mini}} + 2t_{\text{max}i}}{5},$$

где  $t_{\text{ож}i}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;  $t_{\text{mini}}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\max i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожи}}{Ч_i},$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб. дн.;  $t_{ожи}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;  $Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

### 2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}},$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;  $T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;  $k_{\text{кал}}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48,$$

где  $T_{\text{кал}}$  – количество календарных дней в году;  $T_{\text{вых}}$  – количество выходных дней в году;  $T_{\text{пр}}$  – количество праздничных дней в году.

Все рассчитанные значения указаны в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ			Исполнители	Длит-ть работ в рабочих днях $T_{pi}$	Длит-ть работ в календарных днях $T_{ki}$
	$t_{\min i}$ чел-дни	$t_{\max i}$ чел-дни	$t_{\text{ожи}}$ чел-дни			
Выбор направления исследования	2	7	4	Руководитель	4	6
Составление и утверждение технического задания	3	12	7	Руководитель	7	10
Календарное планирование работ по теме	6	15	10	Руководитель	10	15
Подбор и изучение материалов по теме	30	60	42	Студент	42	62
Проведение патентных исследований	10	20	14	Студент	14	21
Проведение теоретических расчетов и обоснований	3	12	6	Руководитель, студент	3	4

Продолжение таблицы 3.7 – Временные показатели проведения научного исследования

Проведение компьютерных расчетов	3	12	6	Руководитель, студент	3	4
Оценка эффективности полученных результатов	1	3	2	Руководитель, студент	1	2
Определение целесообразности проведения ОКР	1	4	3	Руководитель, студент	2	3
Оформление отчета	3	12	6	Студент	6	9

На основе таблицы 3.7 построен календарный план-график (табл. 3.8) по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта с разбивкой по месяцам и декадам за период времени дипломирования.

Таблица 3.8 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

№	Вид работ	Исполни-тели	$T_{ki}$ , дн.	Продолжительность выполнения работ													
				февр аль		март			апрель			Май			июнь		
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
1	Выбор направления исследований	Руко-водитель	6														
2	Составление ТЗ	Руково-дитель	10														
3	Планирование работ	Руково-дитель	15														
4	Подбор, изуче	Бакалавр	62														

	материалов																
5	Патентные исследования	Бакалавр	14														

Продолжение таблицы 3.8 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

6	Проведение теоретических расчетов	Руководитель, бакалавр	4														
7	Проведение компьютерных расчетов	Руководитель, бакалавр	4														
8	Оценка эффективности результатов	Руководитель, Бакалавр	2														
9	Определение целесообразности проведения	Руководитель, бакалавр	3														
10	Оформление отчета	Бакалавр	9														



– руководитель



– бакалавр

### 3. Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям: материальные затраты НТИ; основная заработная плата исполнителей темы; дополнительная заработная плата исполнителей темы; отчисления во внебюджетные фонды; затраты научные и производственные командировки; контрагентные расходы; накладные расходы.

### 3.1 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Таблица 3.9 – Затраты на оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Количество единиц оборудования			Цена единицы оборудования, тыс. руб.			Общая стоимость оборудования, тыс. руб.		
		Ис п.1	Ис п.2	Ис п.3	Исп .1	Исп .2	Исп .3	Исп.1	Исп .2	Исп .3
1.	Персональный компьютер	2	3	3	25	25	25	50	75	75
2.	ПО Microsoft Office	2	3	3	5,0	5,0	5,0	10	15	15
3.	Лицензия на программный пакет Pascal	1	—	—	7	—	—	27	—	—
4.	Лицензия на программный пакет Delphi	1	—	—	27	—	—	27	—	—
Итого:								114	90	90

### 3.2 Основная заработная плата

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НТИ, (включая премии, доплаты).

Основная заработная плата руководителя от ТПУ рассчитывается на основании отраслевой оплаты труда, которая предполагает следующий состав заработной платы: оклад, распределяемый в соответствии с занимаемыми должностями; стимулирующие выплаты за эффективный труд, выполнение дополнительных обязанностей и т.д.; районный коэффициент.

Основная заработная плата ( $Z_{\text{осн}}$ ) руководителя рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_p = 1812 \cdot 30 = 54370 \text{руб.},$$

Где  $З_{\text{дн}}$  – *среднедневная заработная плата работника, руб.*;  $T_p$  – *продолжительность работ научно-технического работника, раб. дн.*;

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле :

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{34677 \cdot 10,4}{199} = 1812 \text{руб.},$$

Где  $З_{\text{м}}$  – *месячный должностной оклад работника, руб.*;  $M$  – *количество месяцев работы без отпуска в течение года*;  $F_{\text{д}}$  – *действительный годовой фонд рабочего времени, раб.дн.* (табл.3.10).

Таблица 3.10 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	104	104
- праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
- отпуск	48	0
- невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	199	247

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 3.11.

Таблица 3.11 – Расчёт основной заработной платы

Исполнитель	Разряд	$k_p$	$З_{\text{м}}$ , руб	$З_{\text{дн}}$ , руб.	$T_p$ , раб.дн.	$З_{\text{осн}}$ , руб.
Руководитель	доцент	1,3	34677	1812	30	54370
Бакалавр	—	—	—	—	—	12500

### 3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных



и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}}$$

где  $k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Таблица 3.12 – Заработная плата исполнителей НП

Заработная плата Исполнители	Основная , $З_{\text{осн}}$ ,руб.	$k_{\text{доп}}$	Дополнительн ая, $З_{\text{доп}}$ ,руб	Итоговая зарплата, $С_{\text{зп}}$ ,руб
Руководитель	54370	0,15	8155,5	62525,5
Студент	12500		2584	15084
Итого:	66870		10030,5	76900,5

Расчеты показали, что годовая заработная плата за время выполнения проекта составляет 76900,5 руб.

### 3.4 Отчисления во внебюджетные фонды

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) = 76900,5 \cdot 0,3 = 23070,15 \text{ руб.}$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды равный 30,2%.

### 3.5 Накладные расходы

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

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

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов примем равной 16%.

$$С_{\text{накл}} = (87000 + 66870 + 10030,5 + 23070) \cdot 0,16 = 29915,28 \text{ руб.}$$

### 3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 3.13.

Таблица 3.13 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	
1. Затраты на оборудование	114000	90000	90000	Пункт 3.3.1
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	66870	66870	66870	Пункт 3.3.2
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	10030,5	10030,5	10030,5	Пункт 3.3.3
4. Отчисления во внебюджетные фонды	23070	23070	23070	Пункт 3.3.4
5. Накладные расходы	29915,28	29915,28	29915,28	16 % от суммы ст. 1-4 Пункт 3.3.5
6. Бюджет	243885,78	219885,78	219885,7	Сумма ст. 1- 6

затрат НТИ			8	
------------	--	--	---	--

#### 4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

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

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех вариантов исполнения научного исследования и определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}},$$

где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;  $\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;  $\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом (таблица 3.14):

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го варианта исполнения разработки;  $a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;  $b^a_i, b^p_i$  – балльная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки.

Таблица 3.14 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Адекватность разработки	0,30	5	4	5
2. Унифицированность	0,20	4	4	4
3. Простота применения	0,26	5	5	4

4. Универсальность	0,24	3	3	3
<b>Итого</b>	1	4,32	4,02	4,06

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки определяется по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр}}, \quad I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр}}$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта (табл. 3.15), которая рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}}$$

Таблица 3.15 – Сравнительная эффективность разработки

	<b>Показатели</b>	<b>Исп.1</b>	<b>Исп.2</b>	<b>Исп.3</b>
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,99	0,99
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,32	4,02	4,06
3	Интегральный показатель эффективности	4,32	4,06	4,10
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения относительно исполнения 1	1	0,94	0,95

Вывод: На основании значений интегральных показателей эффективности вариантов исполнения, оптимальным считается вариант исполнения 1.

## **IV СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **Введение**

Целью выпускной квалифицированной работы является исследование и моделирование процесса низкотемпературной сепарации газа и газового конденсата в программном продукте UniSim Design R460.

Развитие нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности напрямую связано с совершенствованием технологии нефтепереработки, разработкой и оптимизацией существующих процессов, обеспечивающих улучшение технико-экономических показателей и качества нефтепродуктов.

Для обеспечения соблюдения требований охраны труда на предприятии существуют контролирующие органы власти, в качестве которых выступают Правительство РФ и уполномоченные исполнительные органы на местах, а также Федеральная служба по труду и Государственные инспекции труда.

Поэтому в последнее время становятся актуальными вопросы, касающиеся безопасности жизнедеятельности трудящихся.

Результаты научной работы могут быть использованы нефтегазодобывающими компаниями и научно-исследовательскими институтами, которые занимаются разработкой и оптимизацией процессов первичной переработки нефти и газа.

## **1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

### **1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.**

При работах с вредными и опасными условиями труда, а также выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, работникам бесплатно выдаются прошедшие обязательную, сертификацию или декларирование соответствия специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также смывающие и (или) обезвреживающие средства в соответствии с типовыми нормами.

Федеральный государственный надзор за соблюдением трудового законодательства и иных нормативных правовых актов, содержащих нормы трудового права, осуществляется федеральной инспекцией труда в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

Государственный контроль (надзор) за соблюдением требований по безопасному ведению работ в отдельных сферах деятельности осуществляется в соответствии с законодательством Российской Федерации уполномоченными федеральными органами исполнительной власти.

Ведомственный контроль за охраной труда проводят министерства и ведомства, которые контролируют внутриведомственное соблюдение законодательства о труде. Для этого создают специальные службы охраны труда в виде отделов с аппаратом инженеров по охране труда, санитарных врачей и других специалистов.

Профсоюзный общественный контроль за охраной труда осуществляют общественные инспектора и комиссии по охране труда комитетов профсоюзов.

Для исключения возможности несчастных случаев должны проводиться обучение, инструктажи и проверка знаний работников требований безопасности труда.

## **1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя.**

Рабочим местом является химическая лаборатория кафедры ХТТ и ХК. Лаборатория обеспечена вентиляцией, водоснабжением и канализацией. Полы выполнены из негорючей и не впитывающей жидкости плитки. Столы имеют гладкие поверхности из материалов, мало сорбирующих вредные вещества, и легко поддаются очистке. Работа с вредными и легколетучими веществами производится в вытяжных шкафах, обеспечивающих изоляцию работающих от опасной среды. Помещение хорошо освещено как дневным, так и искусственным светом.

В условиях химических лабораторий в задачи производственной санитарии входит предупреждение профессиональных отравлений, предотвращение воздействия на работающих ядовитых и раздражающих веществ, производственной пыли, шума и других вредных факторов, определение предельно допустимых концентраций (ПДК) вредных веществ в воздухе производственных помещений, разработка и эксплуатация средств индивидуальной защиты, система вентиляции и отопления, рационального освещения и т.п. [67].

Персонал допускается к работе только в спецодежде и средствах индивидуальной защиты. На рабочем месте должны быть запасы сырья и материалов, не превышающие сменную/суточную потребность. Необходимо знать специфические свойства применяемых веществ и соблюдать установленные правила работы с ними. Процесс первичной переработки газа и газового конденсата должен быть организован так, чтобы не допускать выделения в воздух рабочей зоны пыли и вредных веществ.

## 2. Производственная безопасность

Работа в производственных и лабораторных помещениях сопровождается группой отрицательно действующих на организм факторов, что существенно снижает производительность труда человека.

Основные факторы приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Возможные опасные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Подгот овка	Экспер имент	Обрабо тка	
1. Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
2. Повышение уровня шума	+	+	-	ГОСТ 12.1.003– 2014.ССБТ. Система стандартов безопасности труда. Шум.
3. Повышение уровня общей и локальной вибрации	+	+	-	СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение.
4.Отклонение показателей микроклимата в помещении	+	+	+	ГОСТ 12.1.019- 2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
5. Повышение значения напряжения в электрической цепи	+	+	+	ГОСТ 31192.1-2004 (ИСО 5349-1:2001) Вибрация. Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека. Часть 1. Общие требования. ГОСТ 12.4.280-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий. Общие



				технические требования.
--	--	--	--	-------------------------

Продолжение таблицы 4.1 – Возможные опасные факторы

6. Высокая температура материальных объектов производственной среды, могущая вызвать ожоги тканей организма человека;	-	+	-	
7. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие и/или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования).	-	+	-	

## 2.1 Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения

Освещённость на рабочем месте составляет не менее 300 лк [68], для помещений, в которых эксплуатируются персональные компьютеры и видеодисплейные терминалы, – 750 лк для работников вычислительных центров. Необходимо ограничивать прямую блескость от источников освещения, при этом яркость светящихся поверхностей в поле зрения не должна превышать 200 кд/м<sup>2</sup>. Яркость бликов на экране видеодисплейных терминалов и персональных компьютеров не превышает 40 кд/м<sup>2</sup>, а яркость потолка, при применении системы отраженного освещения, не превышает 200 кд/м<sup>2</sup>.

Окраска помещений влияет на психологическое состояние трудящегося, поэтому необходимо окрашивать помещение в соответствии с цветом технических средств. Кроме того, выбор цвета определяется

освещенностью помещения: чем выше отражение света стенами и оборудованием, тем выше освещенность.

Для операторов персональных компьютеров и видеодисплейных терминалов ограничивают неравномерность распределения яркости в поле зрения, при этом соотношение яркости между рабочими поверхностями не должно превышать 3:1 – 5:1, между рабочими поверхностями и поверхностями стен и оборудования 10:1. Для осветительных установок общего освещения коэффициент запаса составляет 1,8 — 2,0. Коэффициент пульсации не превышает 5%.

Рабочие места, объекты, подходы к ним, проходы и переходы в тёмное время суток должны быть освещены. Искусственное освещение должно быть выполнено в соответствии с установленными нормативами и обеспечивать установленный санитарными нормами уровень освещения

таблица 4.2.

Таблица 4.2 – Санитарные нормы уровня освещенности рабочих поверхностей

Освещаемые объекты	Освещённость рабочих поверхностей или минимальная освещённость в горизонтальной плоскости, лк
Кабинеты и рабочие комнаты	300
Химическая лаборатория	500
Операторная	200
Насосные блоки	150
Технологические площадки	20
Пожарные проезды, дороги	0,5
Пешеходные дорожки	0,5
Ступени и площадки лестниц и переходных мостиков	3
Площадки перед зданиями, подъезды и проходы к зданиям, стоянки транспорта	2
Места расположения маркировочных щитков, надписей, предупреждающих знаков и знаков безопасности	

- при использовании люминесцентных ламп	150
- при использовании ламп накаливания	50
Фотолюминесцентные знаки безопасности	25

## 2.2 Повышение уровня шума

Классификация шумов установлена ГОСТ и нормируется в следующих пределах:

- на кустовых площадках, площадках ДНС, КНС – до 99 дБ;
- в насосной уровень шума достигает 90-100 дБ.

Согласно [69] эквивалентный уровень шума должен составлять не более 80 дБА.

Обслуживающий персонал, снабжается индивидуальными средствами защиты (наушники).

Современное развитие техники, оснащение предприятий мощными и быстродействующими машинами и механизмами приводит к тому, что человек постоянно подвергается воздействию шума.

В случаях работы при бурении, ремонте скважин и т.д., шум и вибрация действуют одновременно. При невысоком уровне звукового давления шум оказывает вредное влияние на нервную систему человека и его организм в частности, на органы слуха, вызывая раздражение, утомление, ослабление внимания.

Антифоны применяют для защиты органов слуха при технологических процессах, сопровождающихся шумами.

Например, при текущем и капитальном ремонтах скважин, наблюдается интенсивный шум: в месте расположения машины-подъемника, в кабине машиниста и у глушителя автомобиля.

Допустимые шумовые характеристики рабочих мест в России регламентируются [70,71].

## 2.3 Повышение уровня общей и локальной вибрации

Источники вибрации: насосы, замерная установка.

Допустимые нормы вибрации при работе в насосной составляют 60-75 дБ. Для ослабления колебаний применяют виброгасители и виброизоляторы.

Гигиенические допустимые уровни вибрации регламентируют [72]. При разработке мероприятий для защиты от шума и вибрации следует руководствоваться [73].

Борьба с шумом и вибрациями ведется в основном посредством создания условий уменьшения их воздействия на организм человека. Используются две группы для борьбы: конструктивно-технологические - к этой группе относится использование смазки, замена зубчатых передач металлических частей оборудования пластмассовыми, использование клиноременной передачи; - акустические: использование звукопоглощающих материалов, звукоизолирующие кабины, а также глушители.

#### **2.4 Отклонение показателей микроклимата в помещении**

Основными параметрами микроклимата является температура, относительная влажность и скорость воздуха. Микроклимат оказывает влияние на самочувствие человека, его трудоспособность и протекания физиологических процессов.

Для оценки метеоусловий в помещениях производят измерения температуры, влажности, запыленности, скорости движения воздуха.

Процесс моделирования относится к категории Ia по тяжести выполняемых работ, производится сидя и сопровождается незначительным физическим напряжением. Для данной категории работ определены оптимальные и допустимые границы основных параметров микроклимата, которые приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Допустимые параметры микроклимата на рабочем месте

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, t°С	Относительная влажность воздуха, φ%	Скорость движения воздуха	
		Ниже оптимального, t° <sub>опт</sub>	Выше оптимального, t° <sub>опт</sub>			Если t° < t° <sub>опт</sub>	Если t° > t° <sub>опт</sub> «xx»
Холодный	Ia	20,0-21,9	24,1-25,0	19,0-26,0	15-75 «x»	0,1	0,1
Теплый	Ia	21,0-22,9	25,1-28,0	20,0-29,0	15,75 «x»	0,1	0,2

«x» При температурах воздуха 25 °С и выше максимальные величины относительной влажности воздуха не должны выходить за пределы:

70% – при температуре воздуха 25 °С;

65% – при температуре воздуха 26 °С

60% – при температуре воздуха 27 °С;

55% – при температуре воздуха 28 °С

«xx» При температурах воздуха 26 – 28 °С скорость движения воздуха в теплый период года должна соответствовать диапазону: 0,1 – 0,2 м/с.

При устройстве систем вентиляции и кондиционирования воздуха в помещениях необходимо соблюдать определенные требования пожарной безопасности. Необходимо обеспечить приток свежего воздуха (определяется из расчета 20-60 м<sup>3</sup>/час на одного человека). Для обеспечения требуемого микроклимата воздушной среды предложена искусственная вентиляция.

Система отопления должна обеспечивать достаточное, постоянное и равномерное нагревания воздуха в помещениях в холодное время года, а также безопасность в отношении пожаров и взрывов. Оптимальной является водяная система отопления, которая является гигиеничной, надежной в эксплуатации, требующей минимум затрат на обслуживание, и обеспечивает возможность регулирования температуры в широких пределах.

## **2.5 Повышение значения напряжения в электрической цепи**

Для протекания непрерывного технологического процесса необходимо обеспечить его электробезопасным оборудованием, создать благоприятные условия труда для человека, связанного с электричеством.

Основные опасности, обусловленные электрическим током:

1. Опасность напряжения прикосновения – при прикосновении человека к незаземленным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.
2. Опасность напряжения перехода – при прикосновении человека к незаземленным металлическим частям электроустановок, находящихся под напряжением.
3. Опасность токов короткого замыкания.

При нарушении правил эксплуатации или неисправности электрооборудования возникает опасность воздействия электрического тока на человека. Электробезопасность обеспечивается в соответствии с [74] и относится к особо опасной категории.

В соответствии с требованиями [75] (с изм. №1) ССБТ, для защиты статического электричества оборудование должно быть заземлено, рабочие места должны быть снабжены резиновыми ковриками.

## **2.6 Высокая температура материальных объектов производственной среды, могущая вызвать ожоги тканей организма человека**

Источником термической опасности на данном производстве являются теплообменное оборудование, трубопроводные магистрали. К тому же, установка эксплуатируется при повышенном давлении 3-7 МПа. Для того чтобы избежать повреждений, нужно следовать инструкции при эксплуатации оборудования.

Используемые средства защиты:

- лицевые щитки, защитные очки, прозрачные экраны;
- защитные перчатки, рабочие рукавицы;
- спецодежда;
- каски.

## **2.7 Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие и/или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования)**

Источников механической опасности на установке комплексной подготовки газа может быть огромное количество. Например, аппараты установки имеют огромные размеры, их обслуживание и ремонт в связи с этим очень затруднителен и травмоопасен (ремонт на большой высоте и т.д.). В ходе эксплуатации установки может случиться взрыв или пожар. В связи с этим, работники могут пострадать от осколков, обломков или ударной волны. Наличие в системе высокого давления и температуры может служить причиной для травм.

Для того чтобы защитить себя от травм на производстве, работники должны строго соблюдать все инструкции по эксплуатации оборудования, все правила поведения на производственной площадке.

Вовремя проводить ремонт и диагностику оборудования, ликвидировать, если это возможно, или контролировать все возможные источники опасности.

Во время нахождения в опасной зоне использовать защитную одежду, перчатки, очки, каску.

В случае механической опасности, работники должны как можно быстрее на нее среагировать и принять все необходимые меры для ее устранения.

### **3. Экологическая безопасность**

Подготовка нефти — это многостадийный процесс, который включает в себя обезвоживание и обессоливание нефти.

Подготовка нефти не является безотходным процессом. При подготовке нефти так же возможны выбросы в атмосферу. Экология подготовки нефти включает в себя проблемы загрязнение атмосферы, гидросферы и литосферы.

#### **3.1. Анализ вредных факторов при адаптации математической модели на производстве**

Так как при создании программы математического моделирования процесса низкотемпературной сепарации невозможно учесть влияние вредных веществ на окружающую среду, поэтому в качестве альтернативы предлагается рассмотреть опасные вещества, утечка которых возможна на предприятии.

Работа установки промысловой подготовки газа связана с образованием и выбросом загрязняющих веществ в атмосферу. Выбросы установки делятся на организованные и неорганизованные. К организованному выбросу относится выброс отходного газа через трубу.



К неорганизованным выбросам относятся выбросы через неплотности аппаратов, запорной, регулирующей и предохранительной арматуры, фланцевых соединений, уплотнений и т.д.

*Оксись углерода.*

СО – бесцветный газ без вкуса и запаха. Плотность газа по воздуху 0,967 мг/м<sup>3</sup>. [76]

Поступление СО в организм подчиняется закону диффузии газов. ПДК окиси углерода в воздухе рабочей зоны 20 мг/м<sup>3</sup>. Концентрацию 300 мг/м<sup>3</sup> человек переносит без заметного действия в течение 2-4 ч.; 600 мг/м<sup>3</sup> за это время вызывает легкое отравление; 1800 мг/м<sup>3</sup> – тяжелое отравление наступает через 10-30 минут; 3600 мг/м<sup>3</sup> – человек переносит 1-5 минут.

*Двуокись углерода.*

СО<sub>2</sub> – бесцветный, тяжелый, малореакционноспособный газ. При низких и умеренных температурах обладает слегка кисловатым запахом и вкусом. При содержании в воздухе до 1% не оказывает токсичного воздействия; при 4-5% раздражающе воздействует на органы дыхания, значительно учащая частоту дыхания; при 10% вызывает сильное отравление.

Углекислый газ оказывает наркотическое действие на человека и может изменять его поведение (походку, реакцию зрачков и др.), раздражать слизистую оболочку. В воздухе, вдыхаемом человеком, содержится примерно 0,04% СО<sub>2</sub>.

*Предельные углеводороды.*

Химически наиболее инертны среды органических соединений, они являются в то же время сильнейшими наркотиками. Действие их ослабляется ничтожной растворимостью в воде и крови, вследствие чего только при высоких концентрациях создается опасность отравления этими веществами. С увеличением числа атомов углерода сила наркотического действия растет.

Постоянный контакт с предельными углеводородами вызывает покраснение, зуд, пигментацию кожи. ПДК – 300 мг/м<sup>3</sup> [76].

#### *Оксиды азота (NO<sub>x</sub>)*

Оксиды азота (или окислы азота) - это газообразные оксиды азота (N). Для обозначения используется аббревиатура NO<sub>x</sub>, поскольку существует множество возможных соединений, с различным количеством атомов: N<sub>2</sub>O, NO, N<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, NO<sub>2</sub> и т.д.

Если эти оксиды вступают в реакцию с водой (также в виде тумана), образуются кислоты, раздражающие слизистую и частично способные вызвать поражение лёгких.

Общее наблюдение за состоянием окружающей среды осуществляют территориальные органы Росгидромета, которые включают инспекции по контролю атмосферы, гидросферы, почвы и за работой газоочистных и пылеулавливающих установок. Локальный санитарно-токсический мониторинг реализуется в городах и населенных пунктах, на автодорогах и на отдельных предприятиях. Правила контроля состояния окружающей среды установлены стандартами системы стандартов «Охрана природы». [76] формулирует правила контроля качества воздуха населенных пунктов.

Организация контроля состояния окружающей среды в регионах возложена на местные органы Государственного комитета РФ по охране окружающей среды. Ведется контроль атмосферы, гидросферы и почв вблизи транспортных магистралей и предприятий.

#### **4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Мероприятия, проводимые во время чрезвычайных ситуаций (аварий, стихийных бедствий, военных конфликтов), представляют собой проведение спасательных работ и неотложных аварийно-восстановительных работ в очаге поражения. Данные мероприятия должны проводиться на основании положения комплекса государственных

стандартов по предупреждению и ликвидации чрезвычайной ситуации и определены в [77].

Чрезвычайные ситуации могут сложиться в результате следующих нарушений: прекращение подачи сырья; остановка газовых нагнетателей; остановка воздушных нагнетателей; прекращение подачи воды; прекращение подачи электроэнергии; нарушение герметичности соединений трубопроводов, аппаратов или их разрыв; неисправность средств контроля и автоматики.

При возникновении аварийной ситуации технологический персонал должен немедленно сообщить об аварийной ситуации диспетчеру, начальнику установки и принять соответствующие меры по ликвидации аварии, руководствуясь "Планом локализации аварийных ситуаций" (ПЛАС).

Во избежание отравления ядовитыми парами необходимо воспользоваться противогазами, которые находятся на видном месте рабочего помещения.

Для исключения возможности несчастных случаев должны проводиться обучение и проверка знаний работников, требований безопасности труда в соответствии с [78].

Типичной ЧС для нефтехимического производства является пожар, это обуславливается широким спектром горючих веществ, используемых в производстве.

Ликвидация последствий чрезвычайной ситуации

Спасательные и другие неотложные работы в очагах поражения включают:

- разведку очага поражения, в результате которой получают истинные данные о сложившейся обстановке, определяют объемы работ, уточняют способы ведения спасательных и аварийных работ, разрабатывают план ликвидации последствий ЧС;

- поиск и освобождение из-под завалов пострадавших; эвакуацию людей из опасных зон и оказание им первой медицинской помощи;
- локализацию и тушение пожара;
- санитарную обработку людей, обеззараживание транспорта, технических систем, зданий, сооружений и промышленных объектов;
- неотложные аварийно-восстановительные работы на промышленных объектах.

Для проведения спасательных работ планируется проведение ряда неотложных мероприятий:

- устройство проездов в завалах и загрязненных участках; оборудование временных путей движения транспорта;
- локализация аварий на сети коммунально-энергетических систем;
- восстановление отдельных участков энергетических и водопроводных сетей сооружений;
- укрепление или обрушение зданий и сооружений, препятствующих безопасному проведению спасательных работ.

Выполнение спасательных и других неотложных работ проводится специально обученными спасательными формированиями из числа работников промышленного объекта (подразделения гражданской обороны объекта).

В случае необходимости (выброс в окружающую среду радиоактивных или токсичных химических веществ, а также бактериологических агентов) проводят специальную обработку, состоящую из обеззараживания и санитарной обработки.

Для предотвращения образования взрывоопасных концентраций продуктов в помещениях и других закрытых местах на нефтегазодобывающих предприятиях осуществляют герметизацию оборудования и всех путей передвижения нефти и газа, устраивают

эффективную вентиляцию в помещениях, а также проводят мероприятия по предотвращению появления огня во взрывоопасных местах.

В качестве огнегасительных веществ применяют воду в виде струй, пара или в распылённом состоянии, твердые вещества (песок, кошмы), инертные газы (азот, двуокись углерода), галоидопроизводные составы, пены (химическая и воздушно-механическая).

Пожар можно ликвидировать механическим воздействием на пламя, изоляцией его от воздуха, охлаждением или удалением горючих веществ из очага горения. Для этой цели используют огнегасительные вещества и противопожарное оборудование: водяные гидранты, шланги, стволы, пеногенераторы, пенокамеры, пенозакидные мачты и др.

У скважин и других объектов должен быть первичный инвентарь для пожаротушения: ящики с песком, лопаты, совки, ломы, топоры, кошма и огнетушители пенные (ОП-5) и углекислые (ОУ-2, ОУ-5). Этот инвентарь используется только по прямому назначению. Обслуживающий персонал должен уметь его эффективно применять.

Готовность предприятия к выполнению неотложных аварийно-восстановительных работ оценивается наличием проектно-технической документации по вариантам восстановления, обеспеченностью силами и материальными ресурсами. Методика проведения восстановительных работ изложена в [79].

Средства индивидуальной защиты. На ряде предприятий существуют такие виды работ или условия труда, при которых работающий может получить травму или иное воздействие, опасное для здоровья. Еще более опасные условия для людей могут возникнуть при авариях и при ликвидации их последствий. В этих случаях для защиты человека необходимо применять средства индивидуальной защиты. Их использование должно обеспечивать максимальную безопасность, а неудобства, связанные с их применением, должны быть сведены к минимуму. Номенклатура СИЗ включает обширный перечень средств,

применяемых в производственных условиях (СИЗ повседневного использования), а также средств, используемых в чрезвычайных ситуациях (СИЗ кратковременного использования). В последних случаях применяют преимущественно изолирующие средства индивидуальной защиты (ИСИЗ).

В ходе разработки главы «социальная ответственность» учитывалось трудовое законодательство, которое регламентирует различные этапы проведения работы для обеспечения безопасного труда. Также рассматривались вредные и опасные факторы, которые могут оказывать влияние на здоровье людей, выполняющих работы в помещении и на установки первичной подготовки газа и газового конденсата. В соответствии с ГОСТ и СанПиН для работников были даны рекомендации для избегания несчастных случаев. Кроме этого рассмотрены возможные чрезвычайные ситуации на рабочем месте и меры их предотвращения.

## Заключение

В результате проделанного исследования был изучен процесс подготовки природного газа по технологии низкотемпературной сепарации. Были изучены основные закономерности данного процесса. Также было рассчитано количество ингибитора для установки НТС. Расход метанола для установки НТС с изоэнтальпийным расширением составил 0,30 кг/сут.

В работе был проведен сравнительный анализ установок НТС с применением эжектора и ТДА при одинаковых входных параметрах газа, который продемонстрировал эффективность внедрения турбодетандерного агрегата. Внедрение ТДА позволит улучшить степень осушки газа по влаге и углеводородам, так как температура газа в конце процесса охлаждения понизилась. С понижением точки росы увеличилась степень выхода жидких углеводородов, что привело к увеличению объемов стабильного конденсата и пропан – бутановой фракции.

Преимуществом технологии НТС с турбодетандерным агрегатом являются относительно не высокие затраты на специальное оборудование, низкая металло – и энергоемкость.

Таким образом, технология НТС с ТДА является оптимальной для подготовки газа месторождений Крайнего Севера, на которых требуется одновременно обеспечить минимальные температуры НТС и отрицательную температуру подготовленного газа на выходе из установки НТС. Тогда как при проектировании обустройства остальных объектов целесообразно рассматривать альтернативные технологии с использованием дросселя, эжектора, установок генерации внешнего холода, устройств газодинамической сепарации (3S-сепараторов) и др.

Внедрение ТДА на газоконденсатное месторождение в период компрессорной эксплуатации установки подготовки газа позволит обеспечивать заданный технологический режим на долгие годы.

## **Список использованных источников**

1. Кокин А.В., Кокин В.Н. Природные ресурсы мировой экономики. Состояние, тенденции, правовые аспекты. М., 2003 г., с. 216
2. Тараканов Г. В., Мановян А. К. Основы технологии природного газа и конденсата. АГТУ, 2010 г., с. 192
3. Голд Т. Происхождение природного газа и нефти. ЖВХО им. Д. И. Менделеева. 1986, т.31, No5, с.547-556.
4. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа Изд.2, 2001 г., 568 с.
5. Макогон Ю.Ф. , Саркисянц Г.А. Предупреждение образования гидратов при добыче и транспорте газа. М.: Недра, 1966. – с.186
6. Fleisch T.H., Sills R.A., Briscoe M.D. 2002 – Emergence of the gas-to-liquid industry: a review of global GTL developments. J.Nat.GasChem. 2002, v.11, No 1-2, p.1-14.
7. Николаев В.В. Основные процессы физической и физико-химической переработки газа, 1998 г., с. 184
8. Spletter K.G. US gas-processing profitability statistics. Oil & Gas J. 2001, May 21, p.54-60.
9. Коршак А.А. Основы нефтегазового дела, 1999г., 134 с.
10. Alain Lepage – Petroleum project management, TPA training course at ASTU
11. Куличихин В.В. Современное состояние применения турбодетандеров на газопотребляющих промышленных объектах / Куличихин В.В., Лазарева О.О. // Новости теплоснабжения. - 2010. - № 10. - С. 28-30
12. Вержичинская С. В., Химия и технология нефти и газа: учебное пособие. — М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2007. — 400 с.: ил.
13. The Properties of Gases and Liquids, 3rd Edition, R.C. Reid, J.M. Prausnitz, T.K. Sherwood, McGraw Hill Book Company (1981).



14. G. Soave, Improvement of the Van Der Waals Equation of State, Chem. Eng. Sci., Vol. 39, No 2, 1984, pp. 357-369.
15. D. Peng, D.B. Robinson. A New Two-Constant Equation of State. Ind. Eng. Chem., Fundam., Vol. 15, No. 1, 1976, pp. 59-64
16. Баталин О.Ю., Брусиловский А.И., Захаров М.Ю. Фазовые равновесия в системах природных углеводородов. - М., Недра, 1992, с. 272
17. AspenTech [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.aspentech.com/>, свободный. – Загл. с экрана.
18. Simsci-esscor [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.simsci-esscor.com>, свободный. – Загл. с экрана.
19. Gibbsim [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gibbsim.ru>, свободный. – Загл. с экрана.
20. Bruce E. Poling, John M. Prausnitz: The Properties of Gases and Liquids, Fifth Edition / McGraw-Hill Professional., 2000. – 768 p
21. В.Г. Левич. Курс Теоретической Физики. Том.1. Издание второе переработанное. "Наука". М. 1969 г.-с. 324
22. Studopedia [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://studopedia.ru>, свободный. – Загл. с экрана.
23. Kasatkin A. G. Basic processes and apparatuses of chemical technology: textbook for universities / A. G. Kasatkin. — 15-e Izd., revised. — M: Alliance, 2009. — 750 S.
24. Siebert A. G. improvement of the separation equipment based on the phase state of gas-liquid mixture / Zibert A. G., Zibert G. K. // natural Gas industry 2010. – No. 4. – P. 49-52.
25. Flow Equations for Sizing Control Valves, standard, ISA-75.01.01-2007 (60534-2-1 Mod)
26. Писарев М.О. Моделирование режимов работы аппаратов установки подготовки газа и газового конденсата в технологии

- низкотемпературной сепарации / Писарев М.О., Долганов И.М., Ивашкина Е.Н. // Нефтегазовое дело 2014 №3, стр. 187-206.
27. Широкова Г.С. Аспекты получения жидкой углеводородной продукции в ракурсе обязательной утилизации попутного нефтяного газа / Широкова Г.С., Елистратов М. В. // Газовая промышленность 2010 №4 стр. 57-62.
28. Skoblo A. I., Molokanov, Y. K., and others. Processes and equipment for oil & gas and petrochemical industry: Textbook for universities. - M.: Russian state University of oil and gas named after I. M. Gubkin, 2012. - 725 S.
29. Bukin, A. V. Development and experience of operation of the main technological equipment for the preparation for transportation of gas of achimovsky horizons / Bukin, A. V., Panin V. V., Vlasov S. P. // natural Gas industry 2011 No. 11, p. 23-26.
30. Чеботарев В.В. Расчеты основных технологических процессов при сборе и подготовке скважинной продукции Учебное пособие. 2-е изд. –Уфа, УГНТУ, 2001г.
31. Dustman T., Drenker J., Bergman D.F., Bullin J.A. An Analysis and Prediction of Hydrocarbon Dew Points and Liquids in Gas Transmission Lines // Proceedings of the Eighty-Fifth GPA Annual Convention. Dallas, Texas, USA, March.
32. Dr. Breitbatch H., Metz D., Dr. Weiske S., Spinner G. Application and design of the eBooster from BorgWarner [Электронный ресурс] // Knowledge Library | BorgWarner Turbo Systems. URL: [<http://www.turbos.bwauto.com/tools/download.aspx?t=document&r=842&d=1052>] (дата обращения: 12.03.20) 129
33. Maddox R.N., Bretz K.E. Turbo-Expander Applications in Natural Gas Processing // Journal of Petroleum Technology. 1976. May
34. Maddox J. R.N., Bretz K.E. Turbo-expander Applications in Natural Gas Processing // J. Petrol. Tech. 1976. 5. P. 611-613

35. Kidnay A.J., Parrish W.R. Fundamentals of Natural Gas Processing . CRC Press, 2006. 464 p.
36. Балыбердина И.Т. Физические методы переработки и использования газа: Учебник для вузов. М.: Недра, 1988. 248 с.
37. Николаев В.В., Бусыгина Н.В., Бусыгин И.Г. Основные процессы физической и физико-химической переработки газа. М.: ОАО «Издательство «Недра», 1998. 184 с.
38. Campbell J. M. Gas conditioning and processing. Volume.2: The equipment modules, 7th edition. USA: Campbell Petroleum Series, 1992. – 444 p.
39. Mokhatab S., Poe W.A., Mak J.Y. Handbook of Natural Gas Transmission and Processing, third edition. Gulf Professional Publishing. Elsevier, 2015. 597 p.
40. Бекиров Т.М., Мурин В.И., Сулейманов В.А., Сидорина В.П. О взаимоувязке показателей УКПГ и МГ // Газовая промышленность. 1989. № 10. С. 53-55.
41. Иванов А.К., Великовский А.С., Юшкин В.В. Выбор рационального метода выделения и отделения конденсата в зависимости от пластовых и устьевых условий, состава газа и условий его транспорта // Изучение газоконденсатных месторождений / под. ред. А.С. Великовского, В.Н. Раабена. М.: Гостоптехиздат, 1962. С. 142-153.
42. Баталин О.Ю., Брусиловский А.И., Захаров М.Ю. Фазовые равновесия в системах природных углеводородов. М.: Недра, 1992. 272 с.
43. Burcik E. J. Properties of Petroleum Fluids, Int'l. Human Resources Dev. Corp., Boston, 1979. P. 212. 27. Arnold K., Stewart M. Surface Production Operations / Volume 2: second edition. Gulf Professional Publishing, 1999. P. 574.

- 44.Истомин В.А. Проблема обеспечения показателей качества природного газа и равновесия углеводородных систем с водными фазами. М.: ИРЦ Газпром, 1999. 68 с.
- 45.Истомин В.А., Колинченко И.В., Деревягин А.М., Селезнев С.В. Метод точки росы для оценки капельного уноса углеводородов в процессе подготовки газа валанжинских залежей // Наука и техника в газовой промышленности. 2006. № 4. С. 37-41.
- 46.Великовский А.С., Степанова Г.С., Худяков О.Ф. Об условиях попадания конденсата в магистральные газопроводы // Изучение газоконденсатных месторождений. М.: Гостоптехиздат. 1962. С. 154-162. 82. Туревский Е.Н. Критерий качества подготовки газа к транспорту // Газовая промышленность. 1993. № 2. С. 24-27.
- 47.Маслов В.Н., Роголёв М.С., Саранчин Н.В. Анализ существующего положения в измерении капельного уноса жидкости из технологического оборудования и рекомендации по его совершенствованию: сб. науч тр. / ООО «ТюменьНИИГипрогаз». Тюмень, 2013. С. 203-212.
- 48.Brown A.S. Milton M. J. T., Vargha G. M., Mounce R. Measurement of the Hydrocarbon Dew Point of Real and Synthetic Natural Gas Mixtures by Direct and Indirect Methods // Energy & Fuels. 2009. № 23. P. 1640-1650.
- 49.Маслов В.М. Концепции анализа и совершенствования техники и технологии промысловой подготовки и транспорта газа. Ташкент: ФАН, 1997. 657 с.
- 50.Истомин В.А. Термодинамика природного газа. М.: ВНИИГАЗ, 1999, 105 с.
- 51.Корякин А.Ю., Игнатов И.В., Неудахин А.Ю. , Жариков М.Г., Скрылев С.А., Нестеренко А.Н., Тюрин В.П. Освоение участков ачимовских отложений ООО «Газпром добыча Уренгой» // Научный журнал российского газового общества. 2017. № 3. С. 21-28.

- 52.Корякин А.Ю., Неудачин А.Ю., Мухетдинов Р.А., Типугин А.А., Кагарманов А.И. Совершенствование технологии ингибирования установки 133 низкотемпературной сепарации ачимовских залежей // Технология нефти и газа. 2017. №6. С. 10-13.
- 53.Николаев О.А., Букин А.В. Опыт эксплуатации основного технологического оборудования по подготовке к транспорту газа ачимовских горизонтов на УКПГ-22 ООО «Газпром Добыча Уренгой»: сб. науч. тр. ООО «Газпром Добыча Уренгой». М.: «Издательский дом Недра», 2013. С. 83- 90.
- 54.Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А. Технология обработки газа и конденсата. М.: ООО Недр-Бизнесцентр, 1999. 596 с.
- 55.Савченко Е.И., Дудко А.Н., Замалиева Д.М., Забоева М.И. Борьба с парафиноотложением при разработке ачимовских залежей Уренгойского месторождения / научный форум. Сибирь. Том 2, 2016. №4. С. 51-52
- 56.Корякин А.Ю., Игнатов И.В., Неудачин А.Ю. Освоение участков ачимовских отложений ООО «Газпром добыча Уренгой» // Научный журнал российского газового общества. 2017. №3. С. 21-28.
- 57.Корякин А.Ю., Неудачин А.Ю., Мухетдинов Р.А. Совершенствование технологии ингибирования установки низкотемпературной сепарации ачимовских залежей // Технологии нефти и газа. 2017. №6. С. 10-13.
- 58.Дурмишьян А.Г. Газоконденсатные месторождения. М.: Недр, 1979. 335 с.
- 59.Прокопов А.В., Кубанов А.Н., Истомин В.А., Снежко Д.Н., Чепурнов А.Н., Акопян А.К. Специфика промысловой подготовки газов ачимовских залежей // Вести газовой науки. 2018. №1. С. 226-234.
- 60.Кубанов А.Н., Туревский Е.Н., Шевелев С.А. Опыт эксплуатации технологии ПНТА и перспективы внедрения новых способов извлечения жидких углеводородов // Оценка эффективности научно-

- технических решений, реализованных на нефтегазодобывающих объектах ОАО «Газпром». 1999. С. 134-143.
- 61.Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 28.12.2013): принят Государственной Думой 21 дек. 2001 г. // Российская газета. – 2001. – 31 декабря. – 144 с.
- 62.Генеральное соглашение между общероссийскими объединениями профсоюзов, общероссийскими объединениями работодателей и Правительством Российской Федерации на 2014 - 2016 годы от 25 декабря 2013 г., 14 с.
- 63.О специальной оценке условий труда: Федеральный закон Российской Федерации N 426-ФЗ от 28 декабря 2013 г.: // Российская газета – 2013. – 30 декабря. – 3 с.
- 64.«Гигиенические требования к ПЭВМ и организации работы: санитарно-эпидемиологические правила СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03: утверждены Главным государственным санитарным врачом Российской Федерации 30 мая 2003 // Постановление о введении. – 2003. – 3 июня. – 18 с.
- 65.Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 28.12.2013): принят Государственной Думой
- 66.21 дек. 2001 г. // Российская газета. – 2001. – 31 декабря. – 144 с.77. Гигиенические требования к видеодисплейным терминалам, персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы СанПиН 2.2.2.542-96 утвержден Госкомсанэпиднадзора России от 14 июля 1996 г // Официальное издание. – 1996. – 27 с.
- 67.Упражнения для глаз и тела при работе с компьютером [Электронный ресурс] / Соло на клавиатуре. – Электрон. дан. –ООО «ЭргоСоло», 2014. URL: [http://ergosolo.ru/reviews/health/office\\_exercises/](http://ergosolo.ru/reviews/health/office_exercises/), свободный. – Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 25.04.2015 г.

68. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки: санитарные нормы СП 2.2.4/2.1.8.562-96: утверждены Постановлением Госкомсанэпиднадзора России от 31 октября 1996 // Официальное издание. – 1996. – 21 с.
69. Естественное и искусственное освещение: строительные нормы и правила СНиП 23-05-95: приняты постановлением Минстроя России от 2 августа 1995 // Официальное издание. – 1995. – 35 с.
70. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий: санитарно-эпидемиологические правила и нормативы СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03: утверждены Главным государственным санитарным врачом РФ 6 апреля 2003 // Постановление о введении в действие. – 2003. – 23 апреля – 26 с.
71. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений: санитарно-эпидемиологические правила и нормативы СанПиН 2.2.4.548-96: утверждены Постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ 1 октября 1996 // Российская газета. 1996. – 1 октября. – 3 с.
72. ГОСТ Р 55710-2013. Освещенность рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений.
73. СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемические требования к физическим факторам на рабочих местах.
74. ГОСТ 12.1.005.83. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением № 1).
75. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
76. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.

- 77.ГОСТ 12.1.029-80. Средства и методы защиты от шума.
- 78.ГОСТ 12.1.009-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).  
Электробезопасность. Термины и определения.
- 79.ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).  
Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
- 80.НПБ 105-95. Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности.
- 81.ГОСТ 17.2.3.01–86. Охрана природы. Атмосфера. Правила контроля качества воздуха населенных пунктов.
- 82.ГОСТ Р 22.0.01-2016 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.  
Основные положения.
- 83.ГОСТ 12.0.004-2015. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Организация обучения безопасности труда. Общие положения.
- 84.СНиП 1.04.03-85\* Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений.
- 85.Евсеева Н.С., Ромашова Т.В. // Вестник Томского государственного университета. – 2011. – №353. – с. 199–204.



## Список публикаций

- 1) Хосоенова Р. Ф. , Чиркина Н. А. Расчет показателей работы установки низкотемпературной сепарации газа с использованием имитационной динамической модели // Химия и химическая технология в XXI веке: материалы XVII Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых имени профессора Л.П.Кулева, посвященной 120-летию Томского политехнического университета, Томск, 17-20 Мая 2016. - Томск: ТПУ, 2016 - С. 394-395;
- 2) Долганов И. М. , Хосоенова Р. Ф. , Чиркина Н. А. Исследование процесса низкотемпературной сепарации газа на математической модели // Химия и химическая технология в XXI веке: материалы XVIII Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых имени профессора Л.П. Кулёва, Томск, 29 Мая-1 Июня 2017. - Томск: Изд-во ТПУ, 2017 - С. 297-298;
- 3) Долганов И. М. , Долганова (Шнидорова) И. О. , Хосоенова Р. Ф. , Чиркина Н. А. Исследование процесса низкотемпературной сепарации газа на математической модели // Химия и химическая технология в XXI веке: материалы XIX Международной научно-практической конференции имени профессора Л.П. Кулёва студентов и молодых ученых, Томск, 21-24 Мая 2018. - Томск: ТПУ, 2018 - С. 366-367.

Таблица А1 – требования к качеству товарного природного газа, подаваемого в газопроводы

Показатель	Климатический район			
	умеренный		холодный	
	л	з	л	з
Точка росы, °С, не выше:				
- по влаге	0	-5	-10	-20
-по углеводородам	0	0	-5	-10
Содержание кислорода, % об., не более	1,0	1,0	1,0	1,0
- сероводорода	0,02	0,02	0,02	0,02
- серы тиоловой	0,036	0,036	0,036	0,036
- механических примесей	0,003	0,003	0,003	0,003

Примечание: л – летний период (с 1 мая по 30 сентября); з – зимний период (с 1 октября по 30 апреля).

Таблица Б1 – Состав потоков исходной технологической схемы процесса НТС

Компонент № потока	Состав, % мас														
	1	2	2-3	3	4	5	6	7	7-1	8	9	10	11	12	13-2
Метан	69,51	87,33	87,33	31,93	87,33	35,34	-	88,1 3	88,1 3	32,68	88,0 2	32,01	-	26,77	88,7
Этан	3,71	2,45	2,45	3,12	2,45	3,46	-	2,44	2,44	3,6	2,51	3,59	-	3,55	2,43
Пропан	5,14	2,26	2,26	7,09	2,26	7,85	-	2,16	2,16	8,82	2,22	8,63	-	9,88	2,09
И-бутан	5,84	1,86	1,86	11,39	1,86	12,62	-	1,68	1,68	14,39	1,74	14,05	-	16,98	1,53
Н-бутан	5,96	1,86	1,86	14,52	1,86	16,06	-	1,62	1,62	18,27	1,69	17,9	-	21,76	1,43
2,2- метилпропан	0,03	0,01	0,01	0,07	0,01	0,08	-	0,01	0,01	0,09	0,01	0,08	-	0,1	0,01
И-пентан	1,57	0,36	0,36	5,31	0,36	5,87	-	0,28	0,28	6,25	0,3	6,32	-	7,13	0,21
Н-пентан	1,36	0,3	0,3	5,56	0,3	6,16	-	0,21	0,21	6,32	0,24	6,51	-	6,93	0,15
Гексан	0,81	0,12	0,12	4,91	0,12	5,43	-	0,06	0,06	4,24	0,07	5,03	-	3,4	0,03
Гептан	0,6	0,05	0,05	4,7	0,05	5,2	-	0,01	0,01	2,59	0,02	4,03	-	1,12	-
Октан	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Углекислый газ	1,61	0,73	0,73	0,52	0,73	0,58	0,0 4	0,73	0,73	0,58	0,76	0,57	0,04	0,52	0,74
Кислород	0,05	0,03	0,03	0,01	0,03	0,01	-	0,03	0,03	0,01	0,03	0,01	-	0,01	0,03
Азот	3,55	2,56	2,56	0,4	2,56	0,44	0,0 1	2,59	2,59	0,34	2,33	0,33	0,01	0,27	2,62
Вода	0,13	0,05	0,05	2,38	0,05	0,88	16, 42	0,03	0,03	1,06	0,04	0,92	18,1 6	1,08	0,02

Продолжение таблицы Б1 – Состав потоков исходной технологической схемы процесса НТС

Метанол	0,13	0,03	0,03	8,09	0,03	0,02	83,53	0,02	0,02	0,76	0,02	0,02	81,79	0,5	0,01
Технологический параметр															
Температура, °С	15	15	6	15	15	15	15	6	-1,2	6	9,6	9,6	9,6	-1,2	4,8
Давление, МПа	7,5	7,5	6,4	7,5	7,5	7,5	7,5	6,4	4,8	6,4	6,4	6,4	6,4	4,8	4,7

Таблица Б2 – Состав потоков исходной технологической схемы процесса НТС с эжектором

Компонент № потока	Состав, % мас															
	1	2	2-3	3	4	5	6	7	7-2	7-4	8	9	10	11	12	13-2
Метан	69,51	87,33	87,33	31,93	87,33	35,34	-	88,13	88,13	88,13	32,68	88,02	32,01	-	27,24	88,88
Этан	3,71	2,45	2,45	3,12	2,45	3,46	-	2,44	2,44	2,44	3,6	2,51	3,59	-	3,64	2,42
Пропан	5,14	2,26	2,26	7,09	2,26	7,85	-	2,16	2,16	2,16	8,82	2,22	8,63	-	10,14	2,06
И-бутан	5,84	1,86	1,86	11,39	1,86	12,62	-	1,68	1,68	1,68	14,39	1,74	14,05	-	17,2	1,49
Н-бутан	5,96	1,86	1,86	14,52	1,86	16,06	-	1,62	1,62	1,62	18,27	1,69	17,9	-	21,87	1,38
2,2-метилпропан	0,03	0,01	0,01	0,07	0,01	0,08	-	0,01	0,01	0,01	0,09	0,01	0,08	-	0,1	-
И-пентан	1,57	0,36	0,36	5,31	0,36	5,87	-	0,28	0,28	0,28	6,25	0,3	6,32	-	6,9	0,19
Н-пентан	1,36	0,3	0,3	5,56	0,3	6,16	-	0,21	0,21	0,21	6,32	0,24	6,51	-	6,6	0,14
Гексан	0,81	0,12	0,12	4,91	0,12	5,43	-	0,06	0,06	0,06	4,24	0,07	5,03	-	2,99	0,02

Продолжение таблицы Б2 – Состав потоков исходной технологической схемы процесса НТС с эжектором

Гептан	0,6	0,05	0,05	4,7	0,05	5,2	-	0,01	0,01	0,01	2,59	0,02	4,03	-	0,98	-
Октан	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Углекислый газ	1,61	0,73	0,73	0,52	0,73	0,58	0,04	0,73	0,73	0,73	0,58	0,76	0,57	0,04	0,53	0,74
Кислород	0,05	0,03	0,03	0,01	0,03	0,01	-	0,03	0,03	0,03	0,01	0,03	0,01	-	-	0,03
Азот	3,55	2,56	2,56	0,4	2,56	0,44	0,01	2,59	2,59	2,59	0,34	2,33	0,33	0,01	0,27	2,62
Вода	0,13	0,05	0,05	2,38	0,05	0,88	16,42	0,03	0,03	0,03	1,06	0,04	0,92	18,16	1,04	0,02
Метанол	0,13	0,03	0,03	8,09	0,03	0,02	83,53	0,02	0,02	0,02	0,76	0,02	0,02	81,79	0,5	0,01
Технологический параметр																
Температура, °С	15	15	6	15	15	15	15	6	-1,2	2,1	6	9,6	9,6	9,6	-3	3
Давление, МПа	7,50	7,50	6,40	7,50	7,50	7,50	7,50	6,40	4,80	6,35	6,40	6,40	6,40	6,40	4,80	4,70

Таблица Б3 – Состав потоков исходной технологической схемы процесса НТС с турбодетандером

Компонент № потока	Состав, % мас																
	1	2	2-3	3	4	5	6	7	7-2	7-6	8	9	10	11	12	13-2	14
Метан	69,51	87,33	87,33	31,93	87,33	35,34	-	88,13	88,12	88,12	32,68	88,02	32,01	-	27,53	88,98	88,98
Этан	3,71	2,45	2,45	3,12	2,45	3,46	-	2,44	2,44	2,44	3,6	2,51	3,59	-	3,7	2,41	2,41
Пропан	5,14	2,26	2,26	7,09	2,26	7,85	-	2,16	2,16	2,16	8,82	2,22	8,63	-	10,29	2,05	2,05

Продолжение таблицы БЗ – Состав потоков исходной технологической схемы процесса НТС с турбодетандером

И-бутан	5,84	1,86	1,86	11,39	1,86	12,62	-	1,68	1,68	1,68	14,39	1,74	14,05	-	17,32	1,46	1,46
Н-бутан	5,96	1,86	1,86	14,52	1,86	16,06	-	1,62	1,62	1,62	18,27	1,69	17,9	-	21,91	1,34	1,34
2,2-метилпропан	0,03	0,01	0,01	0,07	0,01	0,08	-	0,01	0,01	0,01	0,09	0,01	0,08	-	0,1	-	-
И-пентан	1,57	0,36	0,36	5,31	0,36	5,87	-	0,28	0,28	0,28	6,25	0,3	6,32	-	6,76	0,18	0,18
Н-пентан	1,36	0,3	0,3	5,56	0,3	6,16	-	0,21	0,21	0,21	6,32	0,24	6,51	-	6,41	0,13	0,13
Гексан	0,81	0,12	0,12	4,91	0,12	5,43	-	0,06	0,06	0,06	4,24	0,07	5,03	-	2,78	0,02	0,02
Гептан	0,6	0,05	0,05	4,7	0,05	5,2	-	0,01	0,01	0,01	2,59	0,02	4,03	-	0,89	-	-
Октан	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Углекислый газ	1,61	0,73	0,73	0,52	0,73	0,58	0,04	0,73	0,74	0,74	0,58	0,76	0,57	0,04	0,54	0,74	0,74
Кислород	0,05	0,03	0,03	0,01	0,03	0,01	-	0,03	0,03	0,03	0,01	0,03	0,01	-	-	0,03	0,03
Азот	3,55	2,56	2,56	0,4	2,56	0,44	0,01	2,59	2,59	2,59	0,34	2,33	0,33	0,01	0,28	2,63	2,63
Вода	0,13	0,05	0,05	2,38	0,05	0,88	16,42	0,03	0,03	0,03	1,06	0,04	0,92	18,16	1	0,02	0,02
Метанол	0,13	0,03	0,03	8,09	0,03	0,02	83,53	0,02	0,02	0,02	0,76	0,02	0,02	81,79	0,49	0,01	0,01
Технологический параметр																	
Температура, °С	15	15	6	15	15	15	15	6	-1,2	-7	6	9,6	9,6	9,6	-4,1	1,9	8,2
Давление, МПа	7,5	7,5	6,4	7,5	7,5	7,5	7,5	6,4	4,8	4,8	6,4	6,4	6,4	6,4	4,8	4,7	5,07

Номограмма В1 – Графические зависимости к расчету возможности образования гидратов

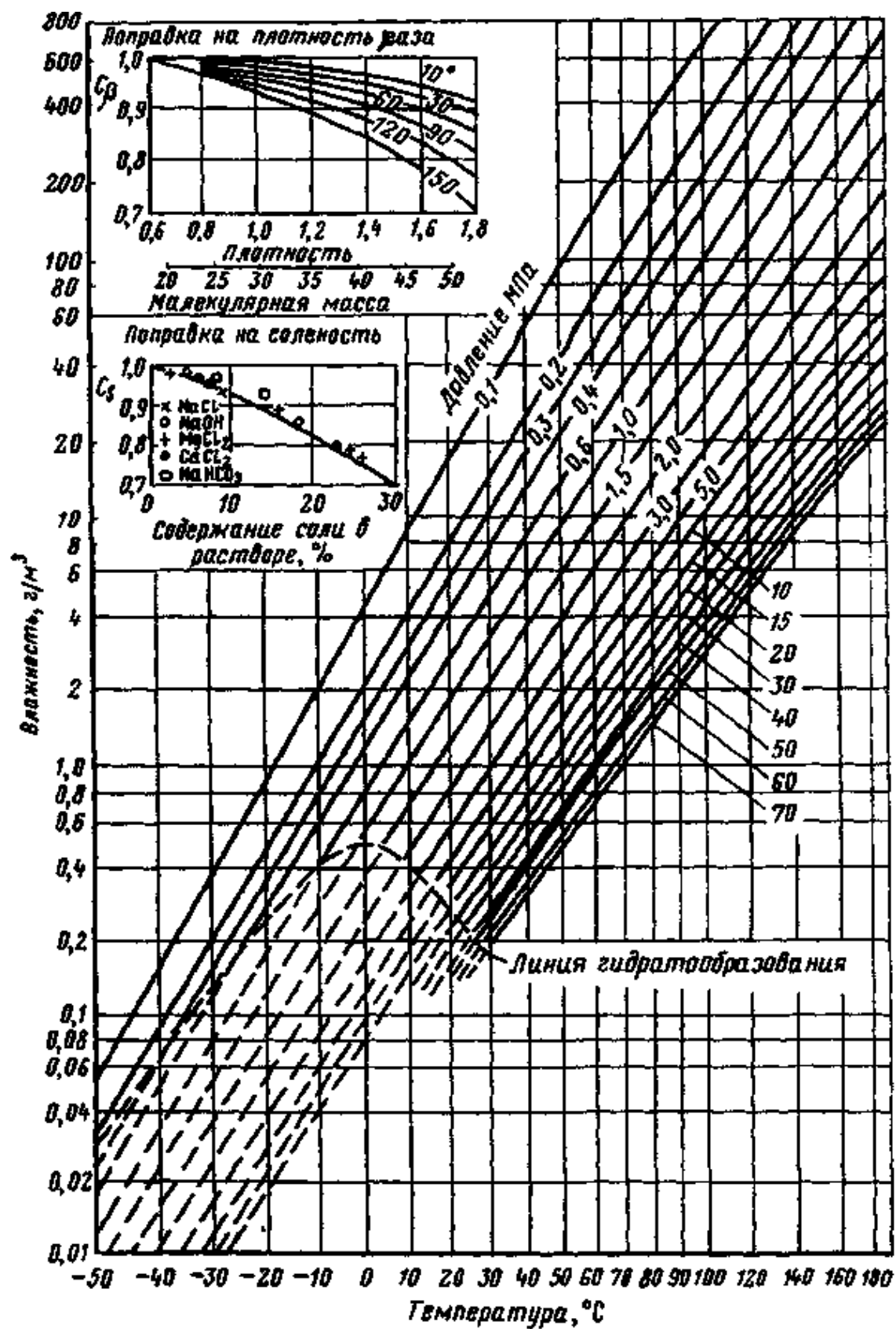


Рисунок В1 – Зависимости для определения равновесных условий начала образования гидратов для природных газов разной относительной плотности

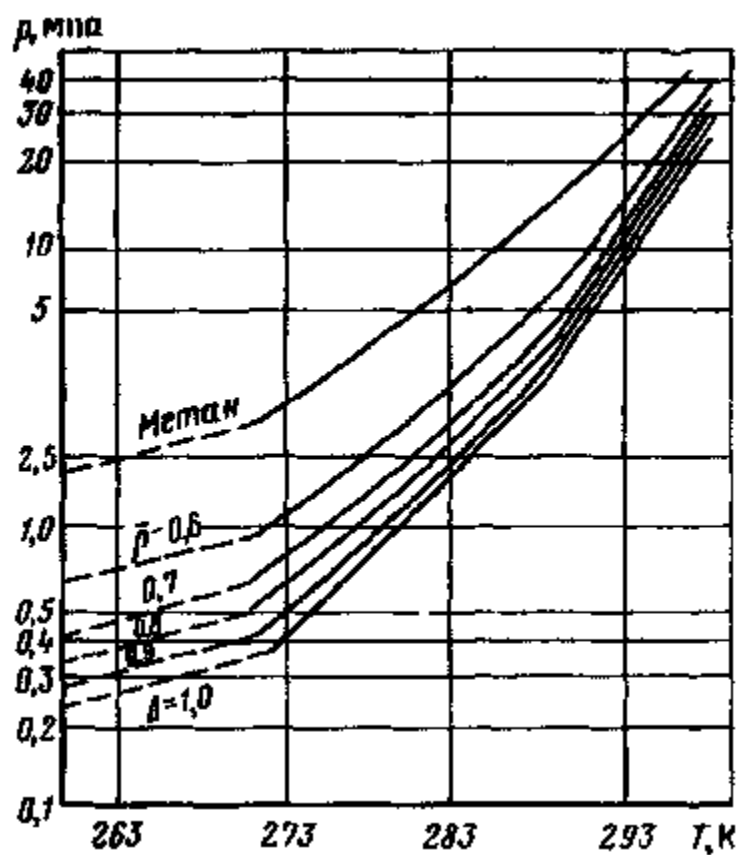
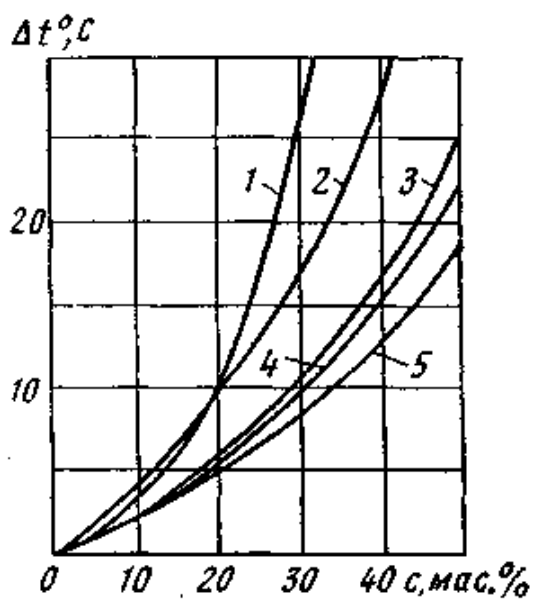


График В1 – Снижение температуры гидратообразования в зависимости от концентрации отработанного ингибитора:

1 —  $\text{CaCl}_2$ ; 2 —  $\text{CH}_3\text{OH}$ ; 3 — ТЭГ; 4 — ДЭГ; 5 — ЭГ





**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«SIMULATION OF THE PROCESS OF LOW-TEMPERATURE SEPARATION OF  
GAS AND GAS CONDENSATE»**

Студенту:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2KM81	Хосоеновой Регине		

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Химической инженерии
Уровень образования	Магистратура	Направление / специальность	18.04. 02. Энерго- и ресурсосберегающие процессы химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

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

**Руководитель ВКР:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ	Долганов И. М.	к.т.н.		

**Задание выдал консультант-лингвист Отделения иностранных языков ШБИП:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Болсуновская Л. М.	к.ф.н.		

## **1. New technologies for natural gas processing**

### **1.1 Membrane technologies "TEGAS" for the preparation of hydrocarbon gases**

Currently, the preparation of non-associated gas, associated petroleum gas (APG), coalmine methane and biogas for transportation through gas transmission networks and direct consumption is a particularly urgent process task that requires the introduction of reliable and tech-heavy equipment.

The production of compressor equipment for the oil-and-gas extraction industry is a priority guidelines for the TEGAS industrial group. APG processing is an integral part of energy intensity. The equipment uses the most advanced membranes, providing a unique range of capabilities in the field of gas separation. They have high separation characteristics for such gas pairs as:  $\text{H}_2\text{O} / \text{CH}_4$ ,  $\text{H}_2\text{S} / \text{CH}_4$ ,  $\text{CO}_2 / \text{CH}_4$ ,  $\text{CO} / \text{CH}_4$ ,  $\text{He} / \text{CH}_4$ ,  $\text{H}_2 / \text{CH}_4$ . Membranes are resistant to any components of associated petroleum gas (APG), including  $\text{C}_6 - \text{C}_{10}$  hydrocarbons and hydrogen sulfide, and are not susceptible to plasticization.

Based on the membrane, modules and technical solutions for the preparation of non-associated gas and associated petroleum gas for pipeline transfer, as well as biogas and coalmine methane for relying, have been developed. The membrane technique in operation for the preparation of hydrocarbon gases responds to the challenge in a single gas treatment station (compression, dehydration in water and hydrocarbons, reducing the content of hydrogen sulfide, mercaptans, carbon dioxide). Herewith, all undesirable impurities are concentrated in the low-pressure zone (permeate), and the prepared product gas leaves the unit with the lowest pressure and volume losses. The flow distribution scheme in the membrane module is shown in Figure 1.

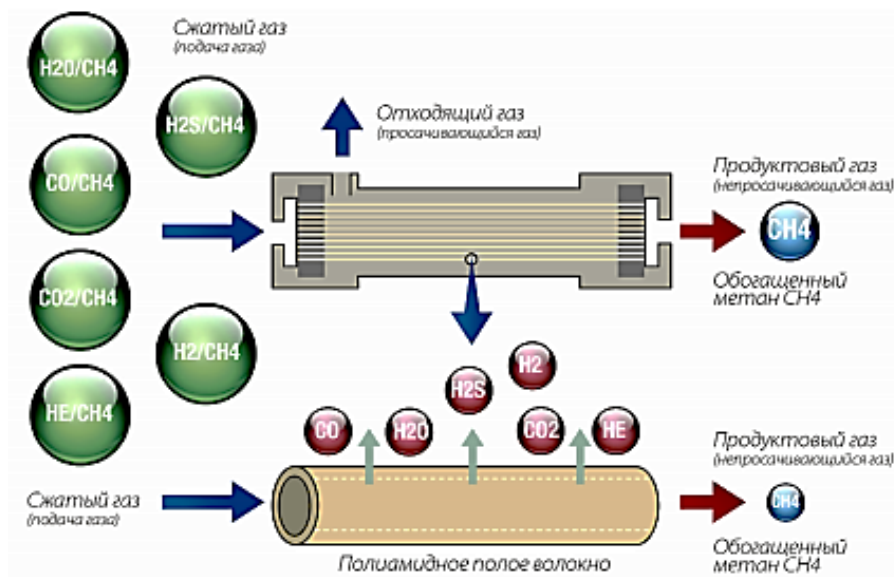


Figure 1 - Operation concept of the membrane

The advantages of this technology:

- easy of control;
- proven membrane life;
- excellent specific duty;
- high selectivity;
- tolerance to fluctuations in the characteristics of the influent flow;
- resistance to solid debris;
- chemical stability;
- quick take on/take off;
- simple modification when changing requirements;
- minimum time and cost of installation;
- does not require attention from the operator;
- minimum support;
- minimum accessories;
- small surface area to accommodate the unit.

The design of the membrane system allows it to easily adapt to significant changes in gas composition and flow rate.

In most cases of using membranes for CO<sub>2</sub>, heavy hydrocarbons must be previously removed or a sufficiently high operation temperature (65–100 °C) of the membrane must be maintained to avoid condensation. These liquid hydrocarbons slow down the flow rate. The main advantage of TEGAS membrane systems is their ability to operate at temperatures above 95 °C. This allows solving the problem of condensation and eliminates the relevancy for thorough preliminary preparation of APG.

The tasks of preparing gas for injection into gas transmission systems are divided into two groups:

- tasks where a significant correction of dew point water and hydrocarbon is necessary or bringing to the required values of the residual rate of sulfur compounds.
- tasks where gas dehydration through water is predominantly required and, possibly, insignificant (by 3–8 °C) corrections of hydrocarbon dew point.

For each of these tasks, a different type of membrane modules that will respond to their specificity has been developed. The tasks of the first type involve a rather significant fraction of the gas taken into the permeate flow (up to 20–35%). A new series of compressors with increased piston forces is being developed.

To increase the yield of prepared gas, recycle schemes have been developed. One of the possible schemes is shown in Figure 2. Such a scheme allows for the preparation of 100% of the gas supplied to the unit, and is feasible provided that the gas being prepared does not meet the requirements only for moisture content. In cases where a slight decrease in the hydrocarbon dew point and / or a decrease in the CO<sub>2</sub> content is also necessary, a part of the permeate flow should be removed from the recycle to avoid the accumulation of low- or non-condensable components (CO<sub>2</sub>, propane) in it.

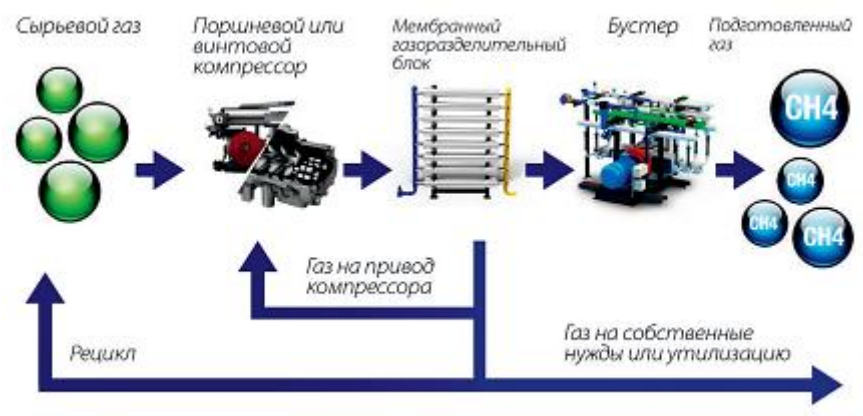


Figure 2 - Two-stage gas treatment scheme with recycle

In most cases, permeate flow can be used directly on site as fuel gas for compressor drives and for other auxiliaries. Herewith, the yield of prepared gas may be 95–98%, and gas flaring is not foreseen in principle. Membrane plants for preparing gas for transportation through the gas transmission system (GTS) can operate at pressures up to 8,2 MPa. Modules are under development for operation under pressure up to 8,5 MPa.

The TEGAS company successfully passed certification according to the Gazpromsert system, and also on the basis of the accreditation passed, the equipment is recommended for use at Gazprom facilities. Successfully implemented projects to introduce compressor systems for the preparation of non-associated and associated gases in accordance with the necessary requirements.

Membrane stations "TEGAS" for the preparation of hydrocarbon gases allow compression, preparation and drying:

- non-associated gas;
- associated petroleum gas;
- coalmine methane;
- biogas.

## 1.2 Separation of gas-liquid flow in a vortex tube.

A specific feature of associated petroleum gas is the inability to transport it over long distances without prior preparation, since there is a risk

of the formation of crystalline hydrates. Unlike non-associated gas, which consists mainly of methane and ethane, APG contains a significant amount of propane, pentane, heavier hydrocarbons, as well as water vapor. Thus, the use of APG requires cleaning it from liquid impurities, which, with an irrational approach to technological solutions, entails high capital and energy costs and low return on investment. The most suitable in field conditions are technologies based on low-temperature condensation of components, when relatively simple and reliable gas expanders are used as cold generators, which today are throttle beans and vortex tubes (VT).

It should be noted that a larger pressure drop is required for the throttle expander, which can be provided mainly only with the production and preparation of non-associated gas. When preparing associated petroleum gas, such a favorable condition, as a rule, is not, therefore, developers of low-temperature technology for purification and drying APG are increasingly turning in their projects to a more efficient expander - Rank-Hills vortex tube. It admires not only with its structural simplicity with the phenomenal ability to simultaneously receive cold and heat, but also with the possibility of simultaneous low-temperature separation of gas flow components. This possibility is realized in three-stream vortex tubes (TVT), in which, along with cooled and heated flows, a condensed and separated liquid (or gas-liquid mixture) is discharged.

The following options are possible to use the effect of separation of gas flows in a vortex tube:

- gas purification from dispersed moisture present in the source gas;
- component separation of gas condensate mixtures;
- low-temperature gas purification (condensation of high-boiling components);
- «dry» component separation of gas mixtures.

In the gas industry, rather complex hydrocarbon mixtures consisting of various hydrocarbons and impurities, the concentration of which varies depending on the type of gas material and the technological mode of its production, are subject to component separation. The most undesirable impurities are water vapor and heavy hydrocarbons (gas condensate).

The uniqueness of the vortex tube lies in the fact that, along with the receipt of cold and heat, it is a high-speed separator. The high velocity of the gas stream allows one to obtain not only an effective separation of the dispersed moisture present in the source gas, but also leads to an abrupt decrease in the thermodynamic temperature of the gas, which creates the possibility of condensation of high-boiling components. Further centrifugal separation of the droplets formed and their withdrawal from the vortex tube can provide low-temperature gas dehydration.

To separate gas-liquid flows, TVT are used, in which the separated liquid components are discharged with a part of the gas in the form of a third stream (Figure 3). The main functional elements of the TVT are: a vortex chamber with a tangential nozzle inlet; an orifice plate adjacent to the camera; a throttle valve in the energy separation chamber to provide the necessary flow ratio and separation point.

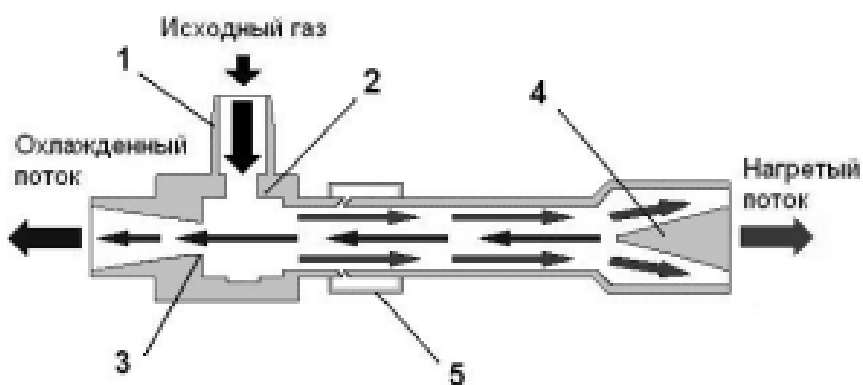


Figure 3 - Three-flow vortex tube

1 – nozzle inlet; 2 – torsional device; 3 – orifice plate; 4 – choke valve; 5 – separation unit.

When gas is supplied to the nozzle inlet of a three-stream vortex tube, the liquid components contained in it are discarded by the action of centrifugal forces on the wall, forming a liquid film. The resulting liquid film continues to upstroke in the energy separation chamber to the separation point, where it is discharged from the vortex tube with part of the high-temperature gas flow.

The property of a vortex tube to generate cold (heat) is currently well studied and widely used in the industry. The processes of separation occurring in it have been recognized much weaker. Two factors affect the phase-separation of gas-liquid flow in a three-stream vortex tube. The first factor is a complex set of processes of centrifugal separation of a dispersed liquid phase and condensation of high-boiling components with the subsequent formation of a finely divided liquid phase, separation of droplets with the formation of a liquid film on the inner wall of the vortex chamber and the removal of this liquid from the vortex tube. The second factor is the optimal structural design of the separation unit and the determination of its location in the vortex chamber with respect to the nozzle section.

### **1.3 3S technology**

3S (Super Sonic Separator) - separator - a low-temperature supersonic separator, the design of which is based on the use of modern aerodynamics related to aerospace technology.

The operation concept of the 3S-separator is based on the cooling of non-associated gas in a supersonic swirl flow. The supersonic flow is realized using the Laval confuser-diffuser nozzle. In such a nozzle, the gas accelerates to speeds greater than the speed of sound propagation in the gas. In this case, due to the transition of part of the potential energy of the flow to kinetic energy, a strong cooling of the gas occurs.

The operation of the 3S-separator is as follows. The inlet stream is twisted in the prechamber and fed into the nozzle 2, where its pressure and



temperature drops and the speed increases sharply. As a result of strong cooling, liquid droplets are formed, then these droplets grow due to coagulation (turbulence of the flow caused by its rotation contributes to this process). Drop growth continues in the live section, in which a gas-liquid boundary layer enriched with liquid components is formed, and the central stream is purified from the target components. Then the flows pass through the diffusion cells, where their speed is quenched, and the pressure rises.

The use of diffusion cells at the outlet of the 3S-separator live section allows us to convert part of the kinetic energy of the flow into potential, which ensures a higher gas pressure at the outlet of the diffusion cells than the static gas pressure in the supersonic nozzle.

Thus, a gas flow is supplied to the inlet of the 3S-separator (it can contain up to 20% of the liquid), and two flows outlet of the 3S-separator: one is the flow of prepared tank gas, and the second is a gas-liquid flow spiked in liquid components.

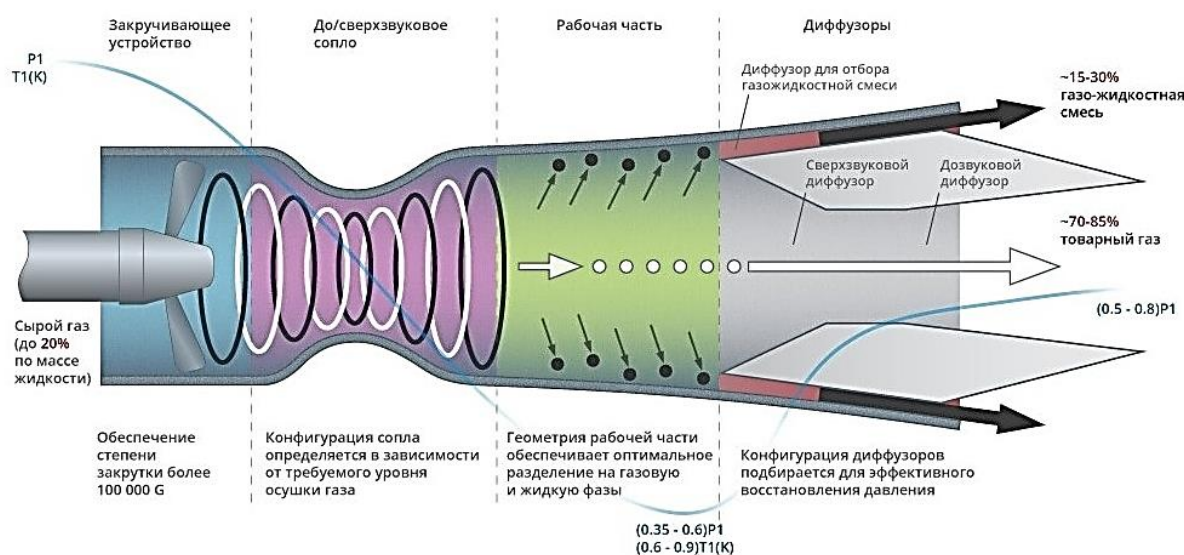


Figure 4 – Diagram of the design of the 3S-separator

## 2. Dysfunction encountered in the preparation of gas and gas condensate

### 2.1 Retrograde effect

Retrograde phenomena - the transition of natural hydrocarbon multicomponent systems from a single-phase gaseous (single-phase liquid) state to a two-phase vapor-liquid state with an isothermal decrease in pressure (retrograde condensation) or isobaric decrease in temperature (retrograde evaporation).

In the band of retrograde condensation (retrograde evaporation) with an isothermal pressure drop from  $P_1$  to  $P_{mk}$  (isobaric temperature decrease from  $T_1$  to  $T_{mk}$ ), the amount of the formed liquid phase (gas phase) in the system increases to the maximum value (Fig. 5). A further decrease in pressure (temperature) leads to a decrease in the volume of the liquid (gas) equilibrium phase, and at a pressure of  $P_2$  (temperature  $T_2$ ) the liquid (gas) phase disappears and the multicomponent system (MS) again turns into a single-phase (point C) gaseous (liquid - point  $C_1$ ) condition.



Figure 5 - Retrograde effect

Many natural multicomponent systems have one retrograde band. For example, in the formation fluid of gas condensate pools, in most cases, only the band of retrograde condensation is observed. Retrograde phenomena are manifested in hydrocarbon multicomponent systems with different

compositions at different pressures and temperatures. It should be noted that thermobaric conditions leading to retrograde phenomena in formation fluids of gas condensate and oil pools often correspond to the pressures and temperatures observed in the practice of their development. This causes the loss of liquid components in gas-bearing formations, a change in the composition of the produced products, as well delivery.

## **2.2 Hydrating**

The main factors of hydrating are gas humidity, its composition, pressure and temperature in the gas pipeline.

As you know, the conditions for the formation of a gas-hydrate are: firstly, the presence of a hydrating agent, which is natural gas containing moisture; secondly, low temperature and high gas pressure.

Industrial gas hydrates can be formed in gas production systems: in the bottom-hole area, in wellbores, in plumes and infield reservoirs, in field and factory gas treatment systems, as well as in gas transmission systems. In gas production, preparation, and transportation processes, solid gas hydrates cause serious problems associated with the disruption of these processes.

Domestic and foreign researchers studied the conditions for the formation of hydrates, their structure, and developed measures to provision them. An X-ray examination of the nature of hydrates showed that they form two main structural forms. Gas hydrates have a crystal lattice formed by water molecules. Lattice cavities are absorbed by hydrocarbons.

The study of the kinetics of hydrate formation is of scientific and practical interest, since the skill of the rate of their formation will determine the frequency of supply of the inhibitor to wells or gas pipelines. However, in the literature there are very few works on the kinetics of hydrate formation under dynamic conditions characterizing the real conditions for the hydrate evolution in pipelines and apparatuses.

It is known that the rate of hydrate formation upon contact of natural gas with water increases with decreasing temperature and increasing pressure. The mass-transfer conditions also have a great influence on the hydrate formation rate. If the hydrate former does not dissolve in water, the predominant effect on the rate of hydrate formation is provided by the absorption of the hydrate former by water – mass-transfer. In cases where the hydrate former is readily soluble in water, the prevailing factor is the heat rejection rate – heat-transfer.

An analysis of the dependence of the transition time of natural gas into the hydration lattice on pressure at different temperatures shows that with increasing pressure and decreasing temperature, the rate of hydrate formation increases, but at low temperatures, increasing pressure has little effect on hydrate formation.

To prevent the formation of hydrates in the gas stream, it is necessary to eliminate at least one of the basic conditions for the existence of hydrates: high pressure, low temperature, or free moisture. In this regard, the main methods of combating hydrates are lowering the pressure, raising the temperature, drying the gas or introducing antihydrate inhibitors.

With the formation of hydrates in the wellbore, a decrease in pressure below the onset of hydrate formation is possible only by blowing-out into the atmosphere. Thus, this is an emergency method, which is applicable on a limited scale only to eliminate already formed hydrate deposits. Regular use of this method in gas production is unacceptable. Methods of increasing the temperature of the gas in the wellbore by heating with various downhole heaters and by thermal insulation of a part of the wellbore are currently still in the process of industrial testing. Gas dehydration inside the well is currently generally not applicable. Therefore, today the use of various inhibitors remains the most common and effective method.

The presence of nitrogen in non-associated gas lowers the temperature of hydrate formation, and the presence of hydrogen sulfide and

carbon dioxide increases the temperature of hydrate formation of non-associated gas.

Hydrate formation inhibitors are introduced into the gas flow at the bottom-hole without changing the temperature and pressure of the gas in the wellbore. By dissolving in the water present in the gas flow, inhibitors reduce the vapor pressure of water. Moreover, if hydrates are formed, then at a lower temperature than in pure water. The introduction of inhibitors on already formed hydrate deposits also reduces the pressure of water vapor, the hydrate–water balance is disturbed, the vapor pressure of the hydrate over the hydrate is greater than over the aqueous solution, which leads to the decomposition of hydrates.

The determining criteria for the selection of a hydrate inhibitor in the conditions of gas production in the North are:

- the ability to lower the equilibrium temperature of hydrate formation;
- cost;
- solubility in water and freezing point of aqueous solutions;
- viscosity and surface tension;
- vapor volatility;
- mutual solubility with gas and condensate;
- possibility of regeneration of inhibitors in the field with low losses, especially with the high cost of inhibitors.

One of the main criteria for choosing an inhibitor is the decrease in the equilibrium temperature  $\Delta t$ , ° C. For methanol,  $\Delta t$  is determined by the Hammerschmidt equation.

A very sharp decrease in the temperature of hydration of natural gases is provided by ammonia, but its use as an inhibitor is excluded, since with carbon dioxide, which is present in various quantities in the gases of any field, aqueous solutions of ammonia form solid deposits of ammonium carbonates, even denser than hydrate plugs.

The main hydrate formation inhibitors used in the production are: glycols (ethylene glycol (EG), diethylene glycol (DEG) and triethylene glycol (TEG)), methanol, ethyl carbitol (EC), calcium chloride solution and others.

### **2.3 Moisture content of non-associated gas**

Gas under rock pressure and the temperature are saturated with water vapor. Typically, under the same conditions, heavy hydrocarbons contain less water vapor than light hydrocarbons. The presence of "acid gases" (hydrogen sulfide and carbon dioxide) leads to an increase in water vapor in the gas, and an increase in nitrogen concentration helps to reduce the water vapor content.

The moisture content, which corresponds to the complete saturation of the gas with water vapor, is called equilibrium. When the gas is cooled, the relative humidity rises and reaches a limit value at a certain temperature. With a further decrease in temperature, excess moisture will condense. In the dynamics of field development, temperature and pressure gradually decrease, while a decrease in temperature leads to a decrease in the amount of water vapor in the gas, and a decrease in pressure affects the opposite.

The moisture content of the gas is usually found by various nomograms, like  $f(r)$ . The gas density is a questionable characteristic since gases of different compositions can have the same density. To calculate the moisture content ( $W$ ), various formulas are proposed:

$$W = \frac{A}{10,1 * P} + B$$

where  $A$ ,  $B$  – empirical coefficients,  $P$  – pressure.

Bukachik formula:

$$W = \frac{P_{H2O} * M_{газа} - 1,033 * 10^3}{0,0848 * (273 + 20) * Z}$$

where  $Z$  – compressibility factor;  $M_{\text{gas}}$  – molecular weight of the gas;  $P_{H_2O}$  – water vapor pressure.

This formula is used at  $P = 0.1 \div 70$  MPa,  $T = -40 \div 230$  °C. The moisture content also depends on the density of the gas and the salinity of the water:

$$W' = W * k_1 * k_2$$

where  $k_1$  – coefficient taking into account the density of the gas;  $k_2$  – coefficient taking into account the salinity of the water (salt content).

The equilibrium moisture content of the gas is due to a number of factors: temperature, pressure, the presence of ice in the system, gas density, salinity of formation water. At temperatures below minus 5 ° C, both liquid supercooled water and ice can exist. The elasticity of water vapor over liquid and ice has different meanings.

The equilibrium moisture content of a gas is related to its molecular weight. The larger it is, the less water is required to saturate it. The dissolution of salts in water leads to a decrease in the partial pressure of water vapor and, consequently, to a decrease in the moisture content of the gas.

### **3. Physico-chemical basis of the separation process**

The oil treating processes are mass-transfer processes and their theoretical description is based on the application of the basic laws characterizing mass-transfer in systems such as vapor–liquid, water–oil. Even processes such as pendular configuration and sedimentation, which are purely physical in nature, upon closer examination, at the level of interaction between reagent drops, stratal water and oil are mass-transfer processes.

Like heat-transfer, mass-transfer is a complex process, including the transfer of matter through the interface and its transfer within both phases.

The rate of mass-transfer processes is usually limited by molecular diffusion. Therefore, mass-transfer processes are diffusion processes.

The theory of separation and distillation processes is based on a combination of the thermodynamic theory of vapor-liquid phase equilibrium with the laws of perdurability of matter and energy, used in the form of equations of material and thermal balances.

Equilibrium processes are the main target of research in the thermodynamic theory of distillation and separation processes.

If liquid and vapor are brought into contact, then mass- and heat-transfer will occur between them, the final result of which is a state of dynamic equilibrium, characterized by equal phase temperatures and the number of molecules of each component passing from one phase to another. In equilibrium, the system has completely certain parameters – temperature, pressure, phase compositions. Changing any of these parameters causes a deviation from the equilibrium state. As a result of this, a driving force arises, causing a change in the properties of the system in the direction corresponding to a shift in equilibrium under changing conditions.

Knowing the equilibrium in mass-transfer processes allows to setting the limits to which these processes can proceed.

If you express the chemical potentials of the components using the equation:

$$\mu_i - \mu_i^0 = R * T * \ln \left( \frac{P_i}{P_i^0} \right),$$

where  $P_i$  – partial pressure;  $\mu_i^0$  and  $P_i^0$  – chemical potential and pressure of the component in the state accepted as standard, and the vapor compositions using the Dalton law:

$$y_i = \frac{P_i}{P},$$

where  $P$  – total pressure, then at  $T = \text{const}$  deduce the ratio:

$$R * T * d \ln P = \left( \frac{P_1}{P} - x \right) * d \ln \frac{P_1}{P_2},$$

After the transformations, deduce the final expression:



$$\sum_{i=1}^n x_i * d\ln P_i = 0$$

This equation is called the Duhem-Margules equation and plays an important role in the thermodynamic theory of equilibrium processes.

Difficulties in the theoretical analysis and calculation of mass-transfer are caused by the complexity of the mechanism of substance transfer to and from the phase boundary by molecular and turbulent diffusion and insufficient study of the hydrodynamic laws of turbulent flows, especially near the moving phase boundary.

The mass-transfer process is closely related to the structure of the turbulent flow in each phase. In each phase, the core, or the bulk of the phase, and the boundary layer at the phase boundary are distinguished. In the core, the substance is transported mainly by turbulent pulsations and the concentration of the distributed substance in the core is almost constant. In the boundary layer, a gradual attenuation of turbulence occurs. This is expressed by an increasingly sharp change in concentration as one approaches the interface. Directly at the interface, the transfer of matter slows down significantly, since its speed is already determined by the rate of molecular diffusion. In this region, a sharper, almost linear change in concentration is observed up to the interface.

Thus, during turbulent motion in the core of the phase flow, the transfer to the phase boundary is carried out in parallel with turbulent and molecular diffusion, and the bulk of the substance is transferred through turbulent diffusion. In the boundary layer, the transfer rate is limited by the molecular diffusion rate. Accordingly, for the intensification of mass-transfer, it is desirable to reduce the thickness of the boundary layer, increasing the degree of flow turbulence, for example, by increasing to some limit the speed of the phases.

The massoutput mechanism is characterized by a combination of molecular and convective transfer. Even more complicated is the mass-transfer process, which includes massoutput processes on both sides of the phase boundary as components. In this regard, a number of theoretical models have been proposed, which are simplified schemes of the mass-transfer mechanism.

**Film-type model** proposed by Lewis and Whitman. According to this model, in each phase, fixed or laminar moving films are adjacent directly to its boundary, in which mass transfer is carried out only by molecular diffusion. According to the film-type model, the amount of substance  $q$  transferred through a surface unit per unit time is proportional to the difference in concentrations in the core and at the phase boundary if the transfer occurs from the core to the interface.

**Model of a diffusion boundary layer.** The concentration of the substance is constant in the core of the flow, slowly decreases in the turbulent boundary layer. With approaching the phase boundary and a decrease in the scale of fluctuations in the layer thickness section, in the so-called viscous sublayer, the concentration decreases noticeably faster. However, over the greater part of the thickness of the viscous sublayer, a greater amount of substance is transported by molecular turbulent diffusion than molecular. Only at the very depth of a viscous sublayer with a thickness directly adjacent to the phase boundary does molecular transport become predominant.