

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 18.03.01 Химическая технология
 Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Разработка схемы переработки попутного нефтяного газа

УДК 665.612.2-027.33

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Д8Б	Хохуля Илья Аркадьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Юрьев Е.М.	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Рыжакина Т.Г.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев М.В.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Мойзес О.Е.	К.Т.Н.		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 18.03.01. «Химическая технология»
(Химическая технология переработки нефти и газа)
 Отделение школы Отделение химической инженерии

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) **Мойзес О.Е.**
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Д8Б	Хохуля Илья Аркадьевич

Тема работы:

Разработка схемы переработки попутного нефтяного газа	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28-92/с от 28.01.2022 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06 июня 2022 г.
--	------------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <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>	Исходные данные: состав попутного нефтяного газа, подлежащий разделению.			
	Таблица 1. Компонентный состав попутного нефтяного газа I ступени сепарации (давление — 0,5 МПа, температура — 25 °С, расход 300 млн. м ³ /год)			
	№ п/п	Наименование компонента	Формула	Молярная доля, %
	1	Гелий	He	0,0002
	2	Водород	H ₂	0,0006
	3	Кислород	O ₂	0,027
	4	Азот	N ₂	1,75
	5	Двуокись углерода	CO ₂	0,339
	6	Метан	CH ₄	19,37
	7	Этан	C ₂ H ₆	10,88
	8	Пропан	C ₃ H ₈	33,65
	9	Изобутан	i-C ₄ H ₁₀	8,27
	10	Бутан	C ₄ H ₁₀	16,76
	11	нео-Пентан	neo-C ₅ H ₁₂	0,0372
	12	Изопентан	i-C ₅ H ₁₂	2,35
	13	Пентан	C ₅ H ₁₂	2,55
	14	Гексаны	C ₆ H ₁₄	0,74
15	Гептаны	C ₇ H ₁₆	0,083	

	Таблица 2. Компонентный состав попутного нефтяного газа II ст. сепарации. (давление — 0,105 МПа, температура — 25 °С, расход — 170 млн. м³/год)			
	№ п/п	Наименование компонента	Формула	Молярная доля, %
	1	Гелий	He	0,0160
	2	Водород	H ₂	0,0038
	3	Кислород	O ₂	0,0122
	4	Азот	N ₂	1,80
	5	Двуокись углерода	CO ₂	0,46
	6	Метан	CH ₄	74,03
	7	Этан	C ₂ H ₆	5,69
	8	Пропан	C ₃ H ₈	9,0
	9	Изобутан	i-C ₄ H ₁₀	1,99
	10	Бутан	C ₄ H ₁₀	3,92
	11	нео-Пентан	neo-C ₅ H ₁₂	0,0092
	12	Изопентан	i-C ₅ H ₁₂	0,83
	13	Пентан	C ₅ H ₁₂	1,02
	14	Гексаны	C ₆ H ₁₄	0,79
	15	Гептаны	C ₇ H ₁₆	0,42
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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>	1) Введение. Экономическое обоснование разделения ПНГ. 2) Аналитический обзор. Схемы подготовки и разделения газа: Низкотемпературная сепарация (конденсация), низкотемпературная ректификация, масляная абсорбция (в т.ч. низкотемпературная). 3) Практическая часть. Цели и задачи работы. Описание источников ПНГ, его состава. Описание УПН. 4) Характеристика инструмента исследования: моделирующей программы Unisim Design R470. 5) Описание ГОСТ и СТО на продукцию газопереработки. 6) Описание методики расчета капитальных затрат. 7) Описание холодильных циклов. 8) Разработка схем в Unisim Design R470: низкотемпературная сепарация, низкотемпературная ректификация, масляная абсорбция. 9) Обсуждение результатов. Сравнение и анализ схем переработки ПНГ: сравнение показателей продукции, сравнение капитальных и эксплуатационных затрат. 10) Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение». 11) Раздел «Социальная ответственность». 12) Заключение (выводы).			
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1) Сравнение методов утилизации ПНГ. 2) Типовые схемы разделения ПНГ. 3) Принципиальная блок-схема ЦПС. 4) Исходные данные: состав и свойства ПНГ. 5) Схемы переработки ПНГ, разработанные в Unisim Design. 6) Результаты расчета: составы продуктов, материальные балансы, эксплуатационные и капитальные затраты.			
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>				
Раздел	Консультант			
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Татьяна Гавриловна, к.э.н., доцент, отделение социально-гуманитарных наук ТПУ			

«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович, старший преподаватель, отделение общетехнических дисциплин ТПУ.	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику		03.02.2022 г.

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Юрьев Е.М.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Д8Б	Хохуля Илья Аркадьевич		

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Отделение химической инженерии
 Направление 18.03.01 Химическая технология
 Профиль «Химическая технология переработки нефти и газа»
 Уровень образования — бакалавриат
 Период выполнения — весенний семестр 2021/2022 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06 июня 2022 г.
--	-----------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.02.2022 г.	Введение. Экономическое обоснование разделения ПНГ.	10
01.03.2022 г.	Аналитический обзор. Схемы подготовки и разделения газа: Низкотемпературная сепарация (конденсация), низкотемпературная ректификация, масляная абсорбция (в т.ч. низкотемпературная).	20
01.04.2022 г.	Практическая часть. Цели и задачи работы. Описание источников ПНГ, его состава. Описание УПН. Характеристика инструмента исследования: моделирующей программы Unisim Design R470. Описание ГОСТ и СТО на продукцию газопереработки. Описание методики расчета капитальных затрат. Описание холодильных циклов.	20
20.04.2022 г.	Разработка схем в Unisim Design R470: низкотемпературная сепарация, низкотемпературная ректификация, масляная абсорбция.	10
15.05.2022 г.	Обсуждение результатов. Сравнение и анализ схем переработки ПНГ: сравнение показателей продукции, сравнение капитальных и эксплуатационных затрат.	30
01.06.2022 г.	Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение». Раздел «Социальная ответственность». Заключение (выводы).	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Юрьев Е.М.	к.т.н.		

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Д8Б	Хохуля Илья Аркадьевич		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мойзес О.Е.	к.т.н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ
по образовательной программе «Химическая технология переработки нефти и газа»
(направление подготовки 18.03.01 «Химическая технология»)

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности
УК(У)-9	способен проявлять предприимчивость в практической деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	способность и готовность использовать основные законы естественнонаучных дисциплин в профессиональной деятельности
ОПК(У)-2	готовностью использовать знания о современной физической картине мира, пространственно-временных закономерностях, строении вещества для понимания окружающего мира и явлений природы
ОПК(У)-3	готовность использовать знания о строении вещества, природе химической связи в различных классах химических соединений для понимания свойств материалов и механизма химических процессов, протекающих в окружающем мире
ОПК(У)-4	владение пониманием сущности и значения информации в развитии современного информационного общества, осознания опасности и угрозы, возникающих в этом процессе, способностью соблюдать основные требования информационной безопасности, в том числе защиты государственной тайны
ОПК(У)-5	владение основными методами, способами и средствами получения, хранения, переработки информации, навыками работы с компьютером как средством управления информацией
ОПК(У)-6	владение основными методами защиты производственного персонала и населения от возможных последствий аварий, катастроф, стихийных бедствий
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	способность и готовностью осуществлять технологический процесс в соответствии с регламентом и использовать технические средства для измерения основных параметров технологического процесса, свойств сырья и продукции
ПК(У)-2	готовность применять аналитические и численные методы решения поставленных задач, использовать современные информационные технологии,

	проводить обработку информации с использованием прикладных программных средств сферы профессиональной деятельности, использовать сетевые компьютерные технологии и базы данных в своей профессиональной области, пакеты прикладных программ для расчета технологических параметров оборудования
ПК(У)-3	готовность использовать нормативные документы по качеству, стандартизации и сертификации продуктов и изделий, элементы экономического анализа в практической деятельности
ПК(У)-4	способность принимать конкретные технические решения при разработке технологических процессов, выбирать технические средства и технологии с учетом экологических последствий их применения
ПК(У)-5	способность использовать правила техники безопасности, производственной санитарии, пожарной безопасности и нормы охраны труда, измерять и оценивать параметры производственного микроклимата, уровня запыленности и загазованности, шума, и вибрации, освещенности рабочих мест
ПК(У)-6	способность наладивать, настраивать и осуществлять проверку оборудования и программных средств
ПК(У)-7	способность проверять техническое состояние, организовывать профилактические осмотры и текущий ремонт оборудования, готовить оборудование к ремонту и принимать оборудование из ремонта
ПК(У)-8	готовность к освоению и эксплуатации вновь вводимого оборудования
ПК(У)-9	способностью анализировать техническую документацию, подбирать оборудование, готовить заявки на приобретение и ремонт оборудования
ПК(У)-10	способность проводить анализ сырья, материалов и готовой продукции, осуществлять оценку результатов анализа
ПК(У)-11	способность выявлять и устранять отклонения от режимов работы технологического оборудования и параметров технологического процесса
Дополнительные профессиональные компетенции (профессиональные компетенции, установленные университетом)	
ДПК(У)-1	способность планировать и проводить химические эксперименты, проводить обработку результатов эксперимента, оценивать погрешности, применять методы математического моделирования и анализа при исследовании химико-технологических процессов
ДПК(У)-2	готовность изучать научно-техническую информацию, отечественный и зарубежный опыт по тематике исследования
ДПК(У)-3	готовность использовать знания фундаментальных физико-химических закономерностей для решения возникающих научно-исследовательских задач, самостоятельного приобретения физических знаний, для понимания принципов работы приборов и устройств, в том числе, химических реакторов
ДПК(У)-4	готовность использовать информационные технологии при разработке проектов
ДПК(У)-5	готовность изучать научно-техническую информацию отечественный и зарубежный опыт по тематике исследования на английском языке

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Д8Б	Хохуля Илья Аркадьевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение химической инженерии
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Химическая технология

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Бюджет проекта – не более 800 000 руб., в т.ч. затраты по оплате труда – не более 500 000 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Норма амортизации, нормы расходования ресурсов. Минимальное значение показателя интегральной ресурсоэффективности – 3,80.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды – 30 %.

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. Анализ конкурентных технических решений, оценка готовности проекта к коммерциализации. Выполнение SWOT-анализа проекта.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение этапов и трудоёмкости работ. Определение бюджета НИИ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Рассчитаны интегральный финансовый показатель, интегральный показатель ресурсоэффективности, интегральный показатель эффективности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Альтернативы проведения НИ
4. График проведения и бюджет НИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.02.2022
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		15.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Д8Б	Хохуля Илья Аркадьевич		15.02.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2Д8Б		Хохуля Илья Аркадьевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение химической инженерии
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	18.03.01 Химическая технология

Тема ВКР:

Разработка схемы переработки попутного нефтяного газа	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации	<i>Объект исследования:</i> установка переработки попутного нефтяного газа <i>Область применения:</i> химическая промышленность <i>Рабочая зона:</i> офис <i>Размеры помещения:</i> 5*5 м. <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> Персональный компьютер <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> проектирование установки переработки попутного нефтяного газа
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Основными документами, регламентирующими правила работы компьютером, являются соответствующие пункты трудового кодекса РФ: - СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 - ТОИ Р-45-084-01 - ГОСТ 12.2.032-78.
2. Производственная безопасность при разработке проектного решения: – Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов – Разработка мероприятий по снижению воздействия опасных и вредных факторов	Опасные и вредные факторы в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015: 1. Недостаточное освещение 2. Напряжённость труда 3. Неудовлетворительный микроклимат 4. Поражение электрическим током 5. Статические физические перегрузки Защита персонала: все токоведущие металлические части электрооборудования подлежат защитному заземлению и занулению. Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: соответствие нормам освещения, настройка рабочих экранов по допустимым параметрам, обязательные перерывы на работе, применение систем вентиляции, кондиционирования и обогрева помещения, тщательный контроль системы электрозащиты, учитывание требования к эргономике рабочего места при его обустройстве.
3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения	Воздействие на селитебную зону: не обнаружено Воздействие на литосферу: не обнаружено Воздействие на гидросферу: не обнаружено Воздействие на атмосферу: не обнаружено

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях <u>при разработке проектного решения</u>	Наиболее возможные ЧС для данного объекта исследования – это пожары. ГОСТ 12.4.009-83. Пожарная техника для защиты объектов. Для исключения возникновения ЧС необходимо соблюдать меры предосторожности, своевременно производить обучение персонала, а также следить за наличием пожарной техники. Мероприятия, проводимые во время чрезвычайных ситуаций представляют собой проведение спасательных работ и неотложных аварийно-восстановительных работ в очаге поражения.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Д8Б	Хохуля Илья Аркадьевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа студента содержит 104 страницы, 18 рисунков, 44 таблиц, 24 литературных источников.

Ключевые слова: Попутный нефтяной газ, ПНГ, Переработка, Разработка, Анализ.

Объектом исследования являются данные о составе и физических свойствах газа, получаемого из центрального пункта сбора нефти Повховской группы месторождений.

Целью данной работы является разработка схем переработки попутного нефтяного газа, получаемого на Повховском ЦПС, и оценка каждой схемы по определенным критериям с выявлением наиболее подходящего варианта разделения.

В процессе исследования спроектировано несколько технологических схем разделения попутного нефтяного газа. Проведен анализ схем по капитальным и эксплуатационным расходам, а также по качеству полученных продуктов.

В результате лучшим вариантом разделения ПНГ был выбран метод низкотемпературной ректификации с использованием дополнительной газофракционирующей колонны.

Степень внедрения: находится на стадии исследования.

Область применения: результаты данной работы могут быть внедрены в проекты переработки попутного нефтяного газа на нефтегазовом промысле.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

Попутный нефтяной газ (ПНГ) - это газ, растворенный в нефти и добываемый попутно с нею;

ГКС - Газокомпрессорная станция;

КСП – Комплексный сборный пункт

ДНС - Дожимная насосная станция

КСУ - Концевая сепарационная установка

УПН - установка подготовки нефти;

СИКН - система измерений количества и показателей качества нефти;

ГПЗ - газоперерабатывающий завод;

НПЗ - нефтеперерабатывающий завод;

АВО - аппарат воздушного охлаждения;

ШФЛУ - широкая фракция легких углеводородов;

НТС – низкотемпературная сепарация;

НТК – низкотемпературная конденсация;

НТР – низкотемпературная ректификация;

СУГ - сжиженный углеводородный газ;

СПГ - сжиженный природный газ;

СТО Газпром – стандарт ОАО «Газпром»;

ПДК - предельно допустимая концентрация;

ГОСТ - государственный стандарт;

ЦПС – центральный пункт сбора.

Оглавление

Введение.....	17
1. Техничко-экономическое обоснование	18
2. Схемы подготовки и разделения газа	23
2.1 Низкотемпературная сепарация (конденсация).....	23
2.1.1. Классификация схем низкотемпературной сепарации (конденсации).....	24
2.1.2 Схема одноступенчатой конденсации для получения C ₃ +высшие с пропановым холодильным циклом.	25
2.2 Низкотемпературная ректификация	27
2.2.1 Схема низкотемпературной ректификации с двойным вводом сырья в колонну для получения сухого газа и ШФУ.....	28
2.3 Масляная абсорбция.	29
2.3.1. Схема масляной абсорбции с пропановым охлаждением....	30
3. Инструмент моделирования – Unisim Design	32
4. Производственный объект	34
5. Исходные данные.....	37
6. Цели и задачи	40
6.1 Нормативно-техническая документация.....	40
7. Экспериментальная часть	43
7.1 Холодильные циклы	43
7.2 Эксплуатационные и капитальные затраты.....	44
7.3 Разделение ПНГ методом низкотемпературной сепарации (конденсации)	45
7.3.1 Описание технологической схемы НТС (НТК).....	45
7.3.2 Контроль качества продукции.....	48

7.3.3 Расходы производства.....	53
7.4 Разделение ПНГ методом низкотемпературной ректификации .	54
7.4.1 Описание технологической схемы НТР	54
7.4.2 Контроль качества продукции.....	55
7.3.3 Расходы производства.....	60
7.5 Разделение ПНГ методом масляной абсорбции.	61
7.5.1 Описание технологической схемы масляной абсорбции	61
7.5.2 Контроль качества продукции.....	63
7.3.3 Расходы производства.....	67
8. Сравнение и анализ схем переработки ПНГ	69
8.1 Сравнение продукции.....	69
8.2 Сравнение затрат.....	71
8.3 Оценка технологических схем переработки ПНГ	71
9. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	73
9.1 Потенциальные потребители результатов исследования	73
9.2 Анализ конкурентных технических решений.....	74
9.2.1 SWOT-анализ	76
9.3 Планирование исследовательских работ.....	79
9.4 Бюджет научно-технического исследования	83
9.4.1 Расчёт материальных затрат НТИ.....	84
9.4.2 Расчёт затрат на специальное оборудование для научных работ	85
9.4.3 Основная заработная плата исполнителей проекта	85
9.4.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления) и накладные расходы.....	87

9.4.5 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	87
9.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования..	88
10. Социальная ответственность	92
10.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	93
10.2 Производственная безопасность	94
10.2.1 Выводы на соответствие допустимым условиям труда согласно специальной оценке условий труда	98
10.3 Экологическая безопасность	99
10.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	99
10.5 Выводы и рекомендации по разделу	101
Заключение	102
Список использованной литературы.....	103

Введение

Попутный нефтяной газ (ПНГ) – углеводородный газ, получаемый совместно с нефтью при ее добыче. ПНГ выделяют из скважинной жидкости в процессе добычи нефти. Производство ПНГ жестко связано с добычей нефти и характеризуется газовым фактором, который равен отношению объема, производимого ПНГ к количеству добытой нефти. Состав попутного нефтяного газа может различаться в широких пределах от месторождения к месторождению – в зависимости от всей геологической истории формирования данных залежей (материнская порода, физико-химические условия и т.д.) [1].

Попутный нефтяной газ является ценным ресурсом в связи с наличием в нем C_{3+} углеводородов в сравнении с природным газом, в котором ключевое содержание отдается метану. И ранее из-за сжигания ПНГ Россия теряла около 139,2 млрд руб/год (консолидированная стоимость жидких углеводородов, пропана, бутана и сухого газа, производимых при переработке ПНГ) вместо того, чтобы перерабатывать данный ресурс в продукты, востребованные на топливном рынке [2].

В данной работе мы рассмотрим попутный нефтяной газ с Повховского месторождения Западной Сибири с целью его разделения на товарные составляющие, которые позволят реализовать попутный нефтяной газ более выгодно для предприятия, а также минимизировать выброс вредных веществ в атмосферу из-за отсутствия его сжигания .

1. Техничко-экономическое обоснование

В настоящее время [3] химическая промышленность в общем и газонефтехимическая отрасль, в частности, являются быстрорастущими частями реального сектора экономики в РФ. Средний темп роста производства в области химической промышленности за последние 7 лет составил 5,3 % в год. Однако, несмотря на быстрый рост, газонефтехимическая отрасль в РФ по объему производства продукции существенно уступает другим странам-экспортерам нефти и газа.

Производственная цепочка газонефтехимии начинается с переработки сырья. ПНГ выделяется в процессе добычи и подготовки нефти и, в отличие от сухого газа, состоящего в основном из метана, представляет собой смесь метана и более тяжелых газообразных углеводородов [3].

Размер доказанных запасов ПНГ в России составляет 6,5 трлн м³ (17 % от общемирового объема) [4]. При этом с 2009 года Россия является лидером по абсолютным объемам сжигаемого ПНГ. Только по данным официальной российской статистики в 2017 году на факелах было сожжено 11 % ПНГ или около 10 млрд м³ (см. табл. 1). Однако ввиду отсутствия на многих факельных установках надежной измерительной аппаратуры, многие эксперты считают, что данные официальной статистики занижены минимум в 1,5-2 раза [5]. Объемы добычи и сжигания ПНГ в России указаны в таблице 1.

Таблица 1. Объем добычи и сжигания ПНГ в России в 2007-2017 гг [5].

Показатели	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Объем добычи, млрд м ³	65	68	72	74	73	79	83	87
Объем сжигания, млрд м ³	16	16	18	16	13	10	12	10
Доля сжигаемого газа, %	25	24	25	22	18	13	14	11

Сжигание ПНГ приводит к утрате ценного нефтегазохимического сырья, что выражается в негативном экономическом эффекте – как для нефтяных и

химических компаний (штрафы за сжигание и упущенные выгоды от переработки), так и для государства (упущенные налоговые поступления и развитие нефтегазохимической и смежных отраслей). Кроме того, сжигание ПНГ наносит значительный ущерб экологии: при сгорании ПНГ в атмосферу выделяются оксид углерода, сажа, оксид азота, диоксид серы, ртуть, мышьяк и т. д. По экспертным оценкам до 12 % от общего объема загрязнений в России составляют выбросы загрязняющих веществ на установках по сжиганию ПНГ [6].

Помимо сжигания, около 40 % ПНГ утилизируется способами, которые не предполагают выделения газонефтехимического сырья, что приводит к сокращению потенциала роста газонефтехимической отрасли [7].

На сегодняшний день только половина добываемого ПНГ утилизируется наиболее эффективным способом – разделение на сухой природный газ и сырье для газонефтехимической индустрии.

Таким образом, поиск способов повышения доли ПНГ, используемого в качестве нефтегазохимического сырья является актуальным вопросом как для нефтяных и химических компаний, так и для государства и экономики страны в целом.

Существуют следующие способы утилизации ПНГ (см. табл. 2):

- Сжигание на факелах на нефтяных месторождениях. Этот способ утилизации ПНГ не требует больших капитальных вложений, однако является самым неэффективным. При сжигании ПНГ безвозвратно теряется ресурсная база для газонефтехимии и наносится значительный ущерб экологии. В целях стимулирования способов переработки ПНГ в РФ действует системы штрафов за сжигание ПНГ.
- Закачка в пласт. ПНГ закачиваются обратно в нефтяной пласт – этот способ позволяет избежать экологических последствий от сжигания ПНГ и при этом сохранить ресурсную базу для будущих поколений. Однако этот способ не позволяет задействовать ресурсы для текущей реализации экономических выгод от глубокой переработки.

- Электрогенерация. ПНГ используется в качестве топлива для генерации электроэнергии – применение данного способа экономически оправданно, однако ограничено наличием рынка потребления электроэнергии поблизости с месторождением, а также необходимостью значительных капитальных вложений.

- Переработка ПНГ на газоперерабатывающих установках, различающихся мощностью и технологией. На газоперерабатывающих установках ПНГ разделяется на сухой газ, который закачивается в газотранспортную сеть Газпрома (ГТС) и смесь «тяжелых» компонентов или индивидуальные компоненты – в зависимости от используемой технологии. Чем более сложная технология переработки используется, тем больший спектр ценных компонентов отделяется от ПНГ. Упущенные выгоды определяются степенью выделения из ПНГ ценного нефтегазохимического сырья и глубиной его дальнейшей переработки.

- Осушка ПНГ. При осушке ПНГ происходит минимальная переработка, необходимая для закачки выделенного «осушенного» газа в ГТС, значительное количество ценного нефтегазохимического сырья остается в составе газа, направляемого в трубу.

- Переработка ПНГ на установках малой мощности. Такие установки, как правило, устанавливаются непосредственно на месторождениях и позволяют выделить из ПНГ техническую пропан-бутановую смесь.

- Переработка ПНГ на крупных газоперерабатывающих заводах (ГПЗ) позволяет выделить из ПНГ максимальное количество полезного нефтегазохимического сырья, которое может включать широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ) и индивидуальные продукты (в некоторых случаях даже этан) [3].

Таблица 2. Сравнение методов утилизации ПНГ в России [4].

Показатели	Сжигание	Закачка в пласт	Электрогенерация	Переработка ПНГ на газоперерабатывающих установках		
				Закачка в ГТС	Неглубокая переработка	Глубокая переработка
Доля ПНГ в 2015 г.	13 %	14 %	8 %	11 %	12 %	41 %
Капитальные вложения, руб./м ³	0,1	4,4	54,2	5	15	13,8
Экономический эффект, руб./м ³	-2,8	0	3,6-5,2	3-6,1	7,6-10,7	19,8-20,1
Упущенная выгода, руб./м ³ *	до 22,9	до 20,1	до 16,5	до 17,1	до 12,5	-
Экологический ущерб, млн т СО ₂ эквивалента/млрд м ³	7,1	-	1,2	1,2	-	-
Дополнительные ограничения использования метода	-	-	Рынок сбыта электроэнергии	- Доступ к ГТС, - Расстояние до мест использования выделенного полезного сырья, - Значительность объемов ПНГ.		
Извлечение нефтегазохимического сырья из ПНГ	0 %	0 %**	0 %	40% – 100% в зависимости используемого метода		

* рассчитывается как разность экономического эффекта самого эффективного метода утилизации и рассматриваемого метода утилизации.

** возможно полезное использование в следующем цикле извлечения [3].

Как видно из таблицы 2, самыми экономически эффективными являются варианты неглубокой и глубокой переработки.

Наиболее рациональными путями утилизации попутного нефтяного газа в России, в зависимости от объемов его добычи являются:

- При небольших объемах (до 10 млн м³/год) – покрытие собственных энергетических нужд;
- При высоких объемах до 50 млн м³/год – производство электроэнергии и первичная переработка ПНГ с получением СОГ как топлива для котельной и ШФЛУ для сброса в нефтяной коллектор;

- При ресурсах от 50 до 150 млн м³/год – переработка с получением СОГ, а также БГС, СУГ и электроэнергии;
- При количестве ПНГ свыше 150 млн м³/год рекомендуется переработка СОГ, ШЛФУ (или СУГ), БГС [8].

Объем получаемого попутного нефтяного газа после прохождения центрального пункта сбора (ЦПС) Повховского месторождения превышает 150 млн м³/год, в связи с чем разделение ПНГ на различные товарные продукты является актуальной задачей, т.к. может позволить расширить диапазон товарной продукции месторождения и реализовать ценное углеводородное ископаемое.

2. Схемы подготовки и разделения газа

Разделение попутного нефтяного газа является главной задачей в его переработке. На сегодняшний день основными методами разделения ПНГ являются низкотемпературная сепарация (конденсация), низкотемпературная ректификация и абсорбция.

2.1 Низкотемпературная сепарация (конденсация)

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

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

Одной и той же степени конденсации исходного газа и извлечения целевых углеводородов можно достигнуть различными комбинациями значений температуры и давления [9]. На рисунке 1 изображены зависимости степени извлечения углеводородов в жидкую фазу от давления и температуры газа.

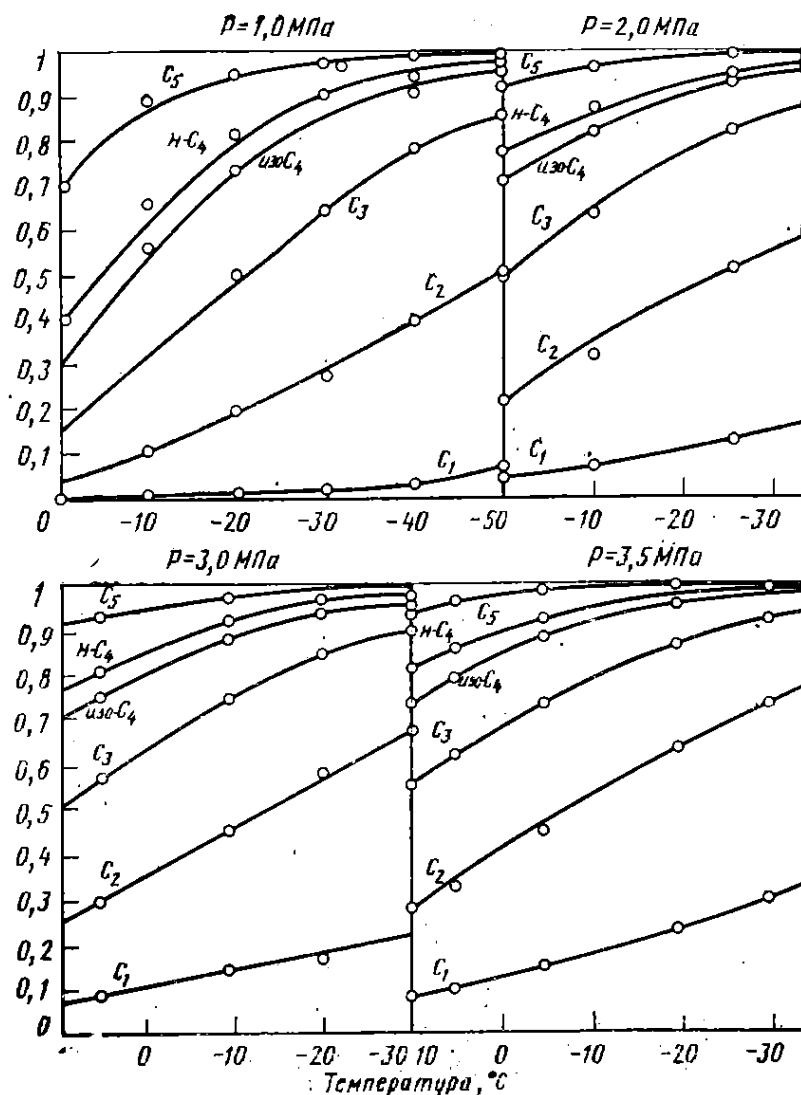


Рисунок 1. Зависимость извлечения компонентов газа от его температуры и давления.

При получении двухфазной системы путем захлаживания и компримирования газа происходит массообмен между газовой фазой и жидкостью. Разделение газожидкостной смеси происходит в сепараторах из предположения, что в системе наступает фазовое равновесие [9].

Исходя из описанных выше базовых принципов низкотемпературного разделения рассмотрим классификацию схем переработки газа методом низкотемпературной конденсации

2.1.1. Классификация схем низкотемпературной сепарации (конденсации)

Технологические схемы переработки газа по способу НТК могут классифицироваться по:

- числу основных ступеней сепарации

- виду источников холода
- виду выпускаемого целевого продукта.

По числу ступеней сепарации современные схемы НТК делятся на одно-, двух- и трехступенчатые. На каждой ступени обязательно выводится жидкая фаза. По виду источников холода схемы НТК можно разделить на схемы: с внешним холодильным циклом; с внутренним холодильным циклом; с комбинированным холодильным циклом, в которых источниками холода являются и внешний, и внутренний холодильные циклы.

Внешний холодильный цикл не зависит от технологической схемы и имеет собственный хладагент. В зависимости от вида хладагента внешние холодильные циклы можно разделить на две группы: с однокомпонентным (или однокомпонентными) хладагентом (хладагентами); с многокомпонентным хладагентом (со смешанным хладагентом), которым обычно является смесь легких углеводородов. Внешние холодильные циклы с применением двух и более однокомпонентных хладагентов называются каскадными холодильными циклами.

Во внутренних холодильных циклах холод получают за счет технологических потоков самой схемы переработки газа.

Попутные нефтяные газы обычно перерабатывают по схемам, в котором внешний и внутренний холодильные циклы комбинируются.

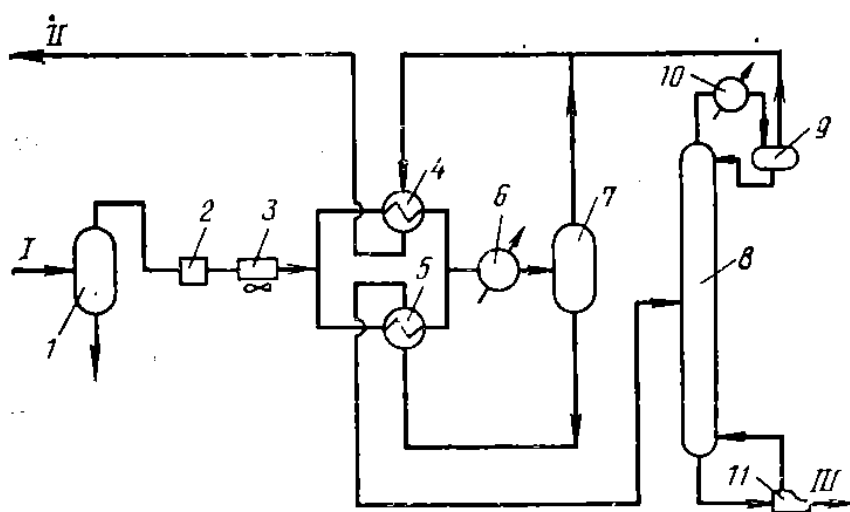
По виду выпускаемого целевого продукта схемы НТК делятся на схемы для получения C_{2+} и схемы для получения C_{3+} [9].

Рассмотрим наиболее типичную технологическую схему переработки газа по способу низкотемпературной конденсации

2.1.2 Схема одноступенчатой конденсации для получения C_{3+} и выше с пропановым холодильным циклом.

На рисунке 2 представлена технологическая схема, работающего по способу НТК. Эта так называемая классическая схема была впервые применена для переработки газа и получила в дальнейшем широкое распространение. На ее основе были разработаны все существующие

После предварительной очистки в сепараторе 1 сырой газ поступает в компрессор 2, где в современных схемах дожимается до давления 3,0-4,0 МПа и более. Сжатый газ охлаждается до температуры порядка -20-(-35)°С последовательно в воздушном холодильнике 3, теплообменниках 4 и 6 за счет холода потоков сухого газа и конденсата из сепаратора 7. Затем в пропановом испарителе 6 газ частично конденсируется и поступает в сепаратор 7, где отделяются сконденсированные углеводороды. С верха сепаратора 7 выходит сухой газ, который после регенерации его холода в теплообменнике 4 дожимается и подается в магистральный газопровод.



1, 7 – сепараторы; 2 – компрессор; 3 – воздушный холодильник;
4,5 – теплообменники; 6, 10 – пропаровые испарители; 8 – деэтанizador;
9 – рефлюксная емкость; 11 – ребойлер. I – сырой газ; II – сухой газ;
III – ШФЛУ (широкая фракция углеводородов).

26

подается в середину деэтанизатора 8. Верхний продукт деэтанизатора — смесь метана (20-70% об.), этана (30-75% об.) и пропана (не более 5% об.) смешивают с сухим газом сепаратора 7 и подают в магистральный газопровод. Нижний продукт деэтанизатора – широкая фракция углеводородов (ШФУ), представляющая собой смесь пропана и более тяжелых углеводородов (C_3 +высшие)» используют для производства пропана, бутанов, пентанов и газожидкостного конденсата.

Разделение ШФУ проводится на специальных газофракционирующих установках, которые могут быть в составе газоперерабатывающих, нефтеперерабатывающих или нефтехимических предприятий [9].

2.2 Низкотемпературная ректификация

Процесс ректификации термодинамически более выгоден, чем процесс абсорбции. Принципиальное отличие схемы НТР от схемы НТК – сырье, поступающее на установку после охлаждения (всего или части сырьевого потока), без предварительной сепарации подается в ректификационную колонну, где происходит квалифицированное разделение сырого газа на сухой газ (уходит с верха колонны) и ШФУ (уходит с низа колонны).

В зависимости от принципиальной схемы процесса НТР основные аппараты – ректификационные колонны – предлагается разделить на ректификационно-отпарные и конденсационно-отпарные.

Ректификационно-отпарной колонной (рис 3а) называется колонна, в среднюю часть которой подается предварительно охлажденный поток сырого газа. Практически она работает как полная ректификационная колонна. Энергетически схемы с ректификационно-отпарными колоннами целесообразнее схем НТК.

Конденсационно-отпарная колонна отличается от ректификационно-отпарной колонны тем, что разделяемая смесь подается в нее на верхнюю тарелку. Верхней укрепляющей частью в ней служит конденсатор-холодильник орошения внешнего холодильного цикла. На рисунке 3б изображен наиболее распространенный вариант конденсационно-отпарной

колонны. В этой схеме дистиллят, выходящий из колонны, смешивается перед холодильником 1 с потоком сырого газа, идущего на разделение [9].

Также стоит отметить, что в современное время в схемах НТР часто используют колонны не только с конденсатором в виде внешнего холодильного цикла, но и с использованием ребойлера внизу для более четкого разделения сухого газа от ШФУ.

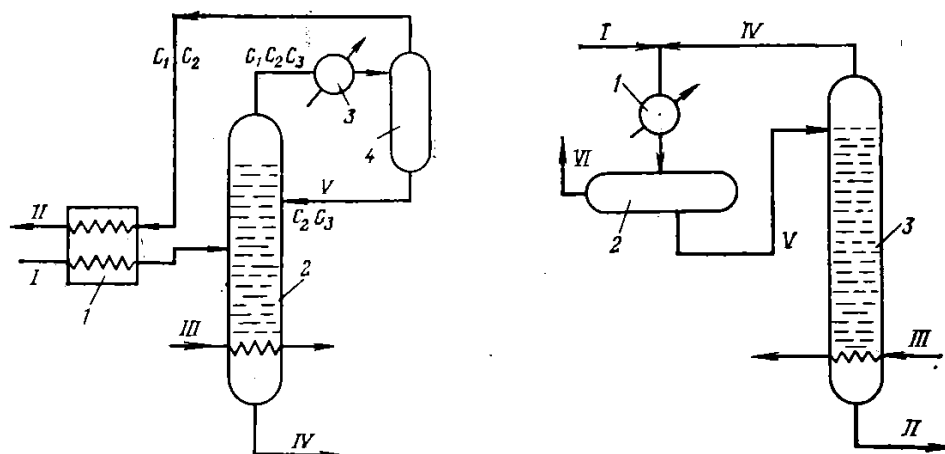


Рисунок 3а. Схема ректификационно-отпарной колонны

1 – рекуперативный теплообменник; 2 – ректификационной-отпарная колонна; 3 – внешний холодильный цикл; 4 – сепаратор. I – сырой газ; II – отбензиненный газ; III – теплоноситель; IV – ГФУ; V – верхнее орошение.

3б. Схема конденсационно-отпарной колонны:

1 – внешний холодильный цикл; 2 – сепаратор; 3 – ректификационная колонна. I – сырой газ; II – ШФУ; III – теплоноситель; IV – верхний продукт колонны; V – орошение; VI – отбензиненный газ.

Рассмотрим типовую технологическую схему НТР с двумя вводами сырья [9].

2.2.1 Схема низкотемпературной ректификации с двойным вводом сырья в колонну для получения сухого газа и ШФУ.

Обычно в промышленных колоннах 20-30 теоретических тарелок, при одном вводе сырья в колонну газ подают в среднюю или верхнюю часть колонны. При наличии пропанового холодильного цикла и получении в качестве товарного продукта пропана и более тяжелых углеводородов

параметры процесса примерно следующие: температура верха колонны (-23)-(-30)°C, давление в колонне 2,5-3,5 МПа.

Возможен вариант схемы с двумя вводами сырья в колонну (рис 4). Термодинамически такая схема является более выгодной. По расчетам схема с двумя вводами сырья в колонну позволяет сэкономить примерно 10% энергозатрат, а также применять в процессе более высокие температуры.

По схеме сырой газ делится на два потока. Одна часть без охлаждения подается в среднюю часть колонны, а вторая после охлаждения – в верхнюю ее часть (в заводской схеме первый поток составляет 60, а второй 40% общего потока). Поток, подаваемый в верхнюю часть колонны, охлаждается вначале в рекуперативном теплообменнике 1 потоком отбензиненного газа, выходящего с верха колонны 5, а затем после смешения с верхним продуктом, выходящим из колонны, в пропановом испарителе 2 до -96 °C, и частично конденсируется. Двухфазный поток из испарителя 2 подается в трехфазный сепаратор 3, где газ отделяется от конденсата. Газ, отдав свой холод в теплообменнике 1, уходит к потребителю (если нужно, то он дожимается). Жидкая фаза насосом 4 подается в ректификационную колонну 5 в качестве орошения верха колонны. Температура в сепараторе 3 поддерживается на уровне -26 °C. Верхний продукт, выходящий из колонны 5, смешивается с охлажденным потоком сырого газа после теплообменника 1. В низ колонны 5 подводится тепло через рибойлер 6. Температура низа колонны 5 поддерживается на уровне 100 °C. С низа колонны уходит широкая фракция углеводородов [9].

Разделение ШФУ, как и в схемах с НТС, производится в газофракционирующих колоннах.

2.3 Масляная абсорбция.

На первых газоперерабатывающих заводах тяжелые компоненты извлекали из газа с помощью абсорберов, рабочим агентом в которых было абсорбционное масло (смесь углеводородов, которая состоит преимущественно из алканов и используется для абсорбирования целевых

компонентов). Ряд газоперерабатывающих заводов всё еще продолжает применять этот процесс. Для повышения степени извлечения на заводах более поздней постройки газ и абсорбент охлаждают внешним хладагентом [10].

Рассмотрим типовую схему установки масляной абсорбции

2.3.1. Схема масляной абсорбции с пропановым охлаждением.

На рисунке 4 показана схема типичной установки масляной абсорбции с пропановым охлаждением. Процесс состоит из трех этапов:

1. Абсорбция. Газ контактирует в абсорбере с маслом, которое абсорбирует из него углеводороды C_{2+}

2. Стабилизация. Колонна деметанизации насыщенного масла отгоняет из него все компоненты легче этана.

3. Сепарация. Регенерационная колонна отделяет от масла извлеченные компоненты ГКЖ. Регенерированное масло возвращается в абсорбер и в колонну деметанизации.

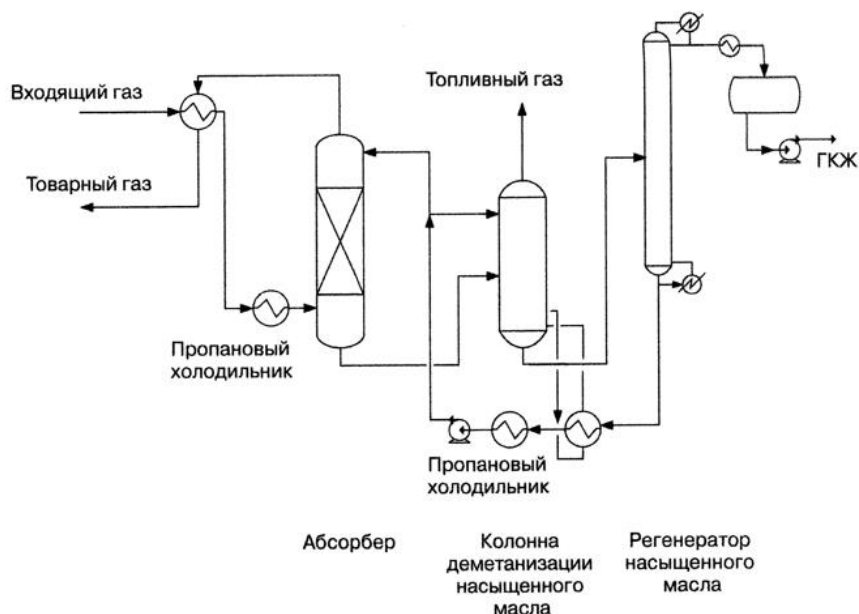


Рисунок 4. Схема абсорбции охлажденным маслом

Газ из деметанизатора смешивается с выходящим сухим газом. Абсорберы, работающие при температуре окружающей среды, используют масло с молярной массой 150-200. Для низкотемпературной масляной абсорбции нужно масло с молярной массой 100-130. Меньшая молярная масса

масла является преимуществом, так как при одном и том же массовом потоке масла из газа поглощается больше компонентов ШФУ.

Если охлаждения нет и абсорбер работает при температуре окружающей среды, извлекаются более 75% об. пропана и практически все фракции C_{4+} . Повышением скорости циркуляции масла можно добиться извлечения 50% об. этана и практически всего пропана и более тяжелых компонентов. Пропановое охлаждение позволяет извлекать свыше 97 % об. пропана и до 50% об. этана. Охлаждение входящего газа и абсорбционного газа, наряду с подведением тепла к регенератору и колонне дегметанизации, – ключевой элемент системы масляной абсорбции.

Масляная абсорбция обладает преимуществом малых потерь давления в абсорбере. Но процесс энергоемок и зависит от множества теплообменников, предназначенных для снижения тепловой нагрузки, которые на рисунке 4 не показаны. Сегодня еще применяют большое число установок масляной абсорбции с внешним охлаждением, имеющих пропускную способность 30-105 $нм^3/сут.$ или выше. На новых заводах вместо масляной абсорбции используют низкотемпературное разделение, но на нефтеперерабатывающих заводах ее всё еще широко применяют [10].

Все описанные выше варианты подходят для разделения попутного нефтяного газа. Наиболее универсальными вариантами являются методы НТС и НТР, т.к. не требуют использования дополнительного абсорбента, а в случае, если в качестве абсорбента используется пентан-гексановая фракция самого газа, любое изменение содержания тяжелых углеводородов имеет влияние на технологический процесс.

3. Инструмент моделирования – Unisim Design

В данной работе для моделирования технологических схем переработки попутного нефтяного газа было использовано ПО Honeywell Unisim Design.

Данное ПО помогает перерабатывающим предприятиям повышать производительность и рентабельность производства на протяжении всего периода инженерного проекта. Unisim Design позволяет проектировать новые решения для производств, исследовать различные направления переработки, продукты переработки и их характеристики, а также факторы, влияющие на их выход.

Unisim Design включает набор следующих основных подсистем, обеспечивающих решение задачи моделирования химико-технологических процессов:

- набор термодинамических данных по чистым компонентам (база данных) и средства, позволяющие выбирать определенные компоненты для описания качественного состава рабочих смесей;
- средства представления свойств природных углеводородных смесей, главным образом – нефтей, газов и газовых конденсатов, в виде, приемлемом для описания качественного состава рабочих смесей, по данным лабораторного анализа;
- различные методы расчета термодинамических свойств, таких как коэффициента фазового равновесия, энтальпии, энтропии, плотности, растворимости газов и твердых веществ в жидкостях и фугитивности паров;
- набор моделей для расчета отдельных элементов технологических схем;
- средства для формирования технологических схем из отдельных элементов;

Библиотека программы Honeywell Unisim Design содержит данные по нескольким тысячам чистых веществ, что дает возможность использовать

программу практически для любых технологических расчетов процессов добычи и переработки углеводородного сырья, нефтехимии и химии [11].

Так как в работе используется попутный нефтяной газ, что является углеводородным сырьем, был выбран рабочий пакет Peng-Robinson, в основе которого лежит уравнение Пенга-Робинсона. Это уравнение является модификацией классического уравнения Ван-дер-Ваальса. Оно связывает основные термодинамические параметры реального газа за счёт введения дополнительного объёмозависимого кубического трёхчлена, учитывающего межмолекулярные взаимодействия в реальном газе. Эта модификация уравнения применяется преимущественно для описания поведения углеводородов нормального строения и смесей.

Это уравнение состояния интересно еще тем, что оно позволяет определять фугитивности, энтальпии и энтропии фаз, а следовательно, рассчитывать материальные и тепловые балансы [12].

4. Производственный объект

Производственным объектом получаемого сырья является центральный пункт сбора нефти Повховской группы месторождений.

Центральный пункт сбора (ЦПС) предназначен для разделения принимаемой жидкости Повховской группы месторождений на нефть, газ и подтоварную (пластовую) воду; обезвоживания, обессоливания и стабилизации нефти с целью обеспечения максимального выхода товарной нефти, сокращения ее потерь при транспортировке; очистки пластовых и других сточных вод и подачи их на сооружения по поддержанию пластового давления; первичной подготовки газов конечных ступеней сепарации к транспортировке, а также для учета и перекачки товарной нефти в систему магистральных нефтепроводов.

В состав ЦПС входят:

- установка подготовки нефти №1 (УПН-1);
- установка подготовки нефти №3 (УПН-3);
- комплексный сборный пункт (КСП);

Принципиальная блок-схема ЦПС Повховской группы месторождений представлена на рисунке 5.

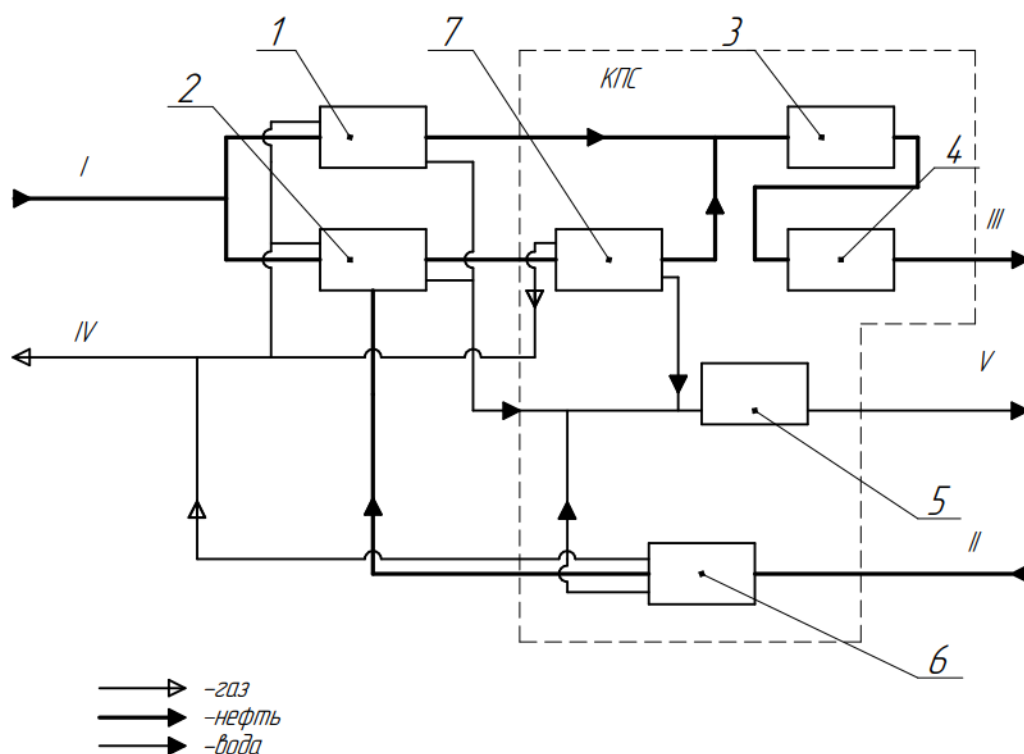


Рисунок 5. Блок-схема ЦПС.

1 – ПНГ-3; 2 – ПНГ-1; КПС: 3 – Резервуарный парк; 4 – СИКН; 5 – Система очистки воды; 6 – ДНС-4; 7 – КСУ. I – Нефть с ДНС-1,2,3,5; II – Нефть после кустовых площадок ЦДНГ-1,6; III – Нефть в магистральный трубопровод; IV – Газ на ГКС; V – Подтоварная вода на БКНС-1,4,7.

Технологический процесс подготовки нефти осуществляется на установках УПН-1, УПН-3, КСП и включает в себя обезвоживание, обессоливание и разгазирование некондиционной нефти, сбор, хранение, учет и транспортировку товарной нефти.

На ЦПС нефть поступает по двум направлениям:

- с ДНС-1,2,3,5;
- с кустовых площадок ЦДНГ-1,6.

Обводнённая (сырая) нефть с ДНС-1,2,3,5, разделившись на два потока, для подготовки до товарных кондиций направляется на УПН-1 и УПН-3.

С кустовых площадок ЦДНГ-1,6 газоводонефтяная эмульсия поступает на ДНС-4 и после предварительной подготовки для доведения до товарных кондиций направляется на вход УПН-1.

Подготовленная до товарных кондиций на УПН-1 и УПН-3 нефть поступает в резервуарный парк РВС-10000. После чего товарная нефть насосами внешней перекачки через СИКН №551 направляется в систему магистральных нефтепроводов.

Пластовая вода, отделившаяся в аппаратах УПН-1, УПН-3 и ДНС-4 для очистки от нефтепродуктов и механических примесей поступает на очистные сооружения в РВС-5000. Подготовленная для закачки в систему ППД пластовая вода насосной подтоварной воды направляется на БКНС-1,4,7.

Газ I ступени сепарации, выделившийся в аппаратах ДНС-4, направляется на Повховскую компрессорную станцию.

Газ II ступени сепарации, выделившийся на КСУ(концевая сепарационная установка) КСП и КСУ УПН-3, также транспортируется на Повховскую компрессорную станцию, проходя промежуточную компрессию.

Газы I и II ступеней сепарации являются исходными данными для разработки технологических схем в данной работе.

5. Исходные данные

В таблицах 3, 5 указаны компонентные составы попутного нефтяного газа I и II ступеней сепарации.

В таблицах 4, 6 указаны физико-химические показатели попутного нефтяного газа I и II ступеней сепарации.

Таблица 3. Компонентный состав попутного нефтяного газа I ступени сепарации.

№ п/п	Наименование показателя	Формула	Молярная доля, %
16	Гелий	He	0,0002
17	Водород	H ₂	0,0006
18	Кислород	O ₂	0,027
19	Азот	N ₂	1,75
20	Двуокись углерода	CO ₂	0,339
21	Метан	CH ₄	19,37
22	Этан	C ₂ H ₆	10,88
23	Пропан	C ₃ H ₈	33,65
24	Изобутан	i-C ₄ H ₁₀	8,27
25	Бутан	C ₄ H ₁₀	16,76
26	нео-Пентан	neo-C ₅ H ₁₂	0,0372
27	Изопентан	i-C ₅ H ₁₂	2,35
28	Пентан	C ₅ H ₁₂	2,55
29	Гексаны	C ₆ H ₁₄	0,74
30	Гептаны	C ₇ H ₁₆	0,083

Таблица 4. Физико-химические показатели попутного нефтяного газа I ст. сепарации.

№ п/п	Наименование компонентов	Ед. изм.	Значение
1	Плотность при T=20°C, P=760 мм рт. ст.	кг/м ³	1,7283
2	Молярная масса	г/моль	24,48

3	Теплота сгорания при T=20°C, P=760 мм рт. ст.: - низшая - высшая	МДж/м ³	74,32 80,80
4	Число Воббе: - низшее - высшее	МДж/м ³	52,04 67,45
5	Содержание C ₃ +C ₄ ,	г/м ³	321,20
6	Содержание C ₅ +В,	г/м ³	102,86
7	Давление	МПа	0,5
8	Температура	°С	25
9	Расход	м ³ /Год	300 млн.

Таблица 5. Компонентный состав попутного нефтяного газа II ст. сепарации.

№ п/п	Наименование компонентов	Формула	Молярная доля, %
16	Гелий	He	0,0160
17	Водород	H ₂	0,0038
18	Кислород	O ₂	0,0122
19	Азот	N ₂	1,80
20	Двуокись углерода	CO ₂	0,46
21	Метан	CH ₄	74,03
22	Этан	C ₂ H ₆	5,69
23	Пропан	C ₃ H ₈	9,0
24	Изобутан	i-C ₄ H ₁₀	1,99
25	Бутан	C ₄ H ₁₀	3,92
26	нео-Пентан	neo-C ₅ H ₁₂	0,0092
27	Изопентан	i-C ₅ H ₁₂	0,83
28	Пентан	C ₅ H ₁₂	1,02
29	Гексаны	C ₆ H ₁₄	0,79
30	Гептаны	C ₇ H ₁₆	0,42

Таблица 6. Физико-химические показатели попутного нефтяного газа II ст. сепарации.

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Значение
1	Плотность при T=20°C, P=760 мм рт. ст.	кг/м ³	1,0088
2	Молярная масса	г/моль	24,16
3	Теплота сгорания при T=20°C, P=760 мм рт. ст.: - низшая - высшая	МДж/м ³	47,07 51,68
4	Число Воббе: - низшее - высшее	МДж/м ³	51,43 56,47
5	Содержание C ₃ +C ₄ ,	г/м ³	309,96
6	Содержание C ₅ +,	г/м ³	101,88
7	Давление	МПа	0,105
8	Температура	°C	25
9	Расход	м ³ /Год	170 млн.

Исходя из имеющихся данных о двух потоках ПНГ, мы видим, что в газе 1 ступени сепарации содержится большой процент пропана и бутанов, что дает возможность производства СУГ как одного из продуктов. Также стоит отметить наличие углеводородов C₅+, это позволяет производить как газовый конденсат, так и пентан-гексановую фракцию для изомеризации на НПЗ. Газ 2 ступени сепарации содержит большое количества метана и этана, данные углеводороды имеют высокую летучесть, в связи с чем их отделяют на самом начале переработки, получая сухой газ как товарный продукт.

6. Цели и задачи

Целью данной работы являются разработка схем переработки попутного нефтяного газа, получаемого на Повховском ЦПС и оценка каждой схемы по определенным критериям с определением наиболее подходящего варианта разделения.

Главной задачей разделения попутного нефтяного газа является получение товарных продуктов, соответствующих критериям нормативно-технической документации, в нашем случае: сухого газа, пропан-бутана автомобильного и пентан-гексановой фракции. Рассмотрим требования к продуктам газовой отрасли.

6.1 Нормативно-техническая документация

Сухой газ – природный горючий газ, характеризующийся резким преобладанием метана, небольшим содержанием этана и низким содержанием тяжелых компонентов. Для подразделений ОАО «Газпром» и организаций, поставляющих газ горючий природный (ГГП) в магистральные газопроводы единой системы газоснабжения, требования к качеству регламентируются СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия» (таблица 7).

Таблица 7. СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия.» [13]

	Наименование показателя	Значение для макроклиматических районов			
		Умеренный		Холодный	
		с 01.05 по 30.09	с 01.10 по 30.04	с 01.05 по 30.09	с 01.10 по 30.04
1	Точка росы газа по воде при 3,92 МПа, °С, не выше	-10	-10	-14	-20
2	Точка росы газа по углеводородам при 2,5-7,5 МПа, °С, не выше	-2	-2	-5	-10

3	Массовая концентрация мехпримесей, г/м ³ , не более	0,001
4	Масса сероводорода, г/м ³ , не более	0,007 ^{*)} (0,02)
5	Масса меркаптановой серы, г/м ³ , не более	0,016 ^{*)} (0,036)
6	Молярная доля кислорода, %, не более	0,02
7	Теплота сгорания низшая, МДж/м ³ , при 20 °С и 101,325 кПа, не менее	31,8
8	Компонентный состав, молярная доля %	Определение обязательно
9	Молярная доля СО ₂ , %, не более	2,5
10	Плотность (при 20 °С и 101,325 кПа), кг/м ³	Определение обязательно

Сжиженные углеводородные газы (СУГ) – сжиженные под давление углеводороды, предназначенные для применения в качестве топлива, а также в качестве сырья для нефтехимических производств.

Требования к качеству СУГ регламентируются ГОСТ Р 52087-2018 «Газы углеводородные сжиженные топливные. Технические условия.» (Таблица 8).

Таблица 8. ГОСТ Р 52087-2018 «Газы углеводородные сжиженные топливные. Технические условия.» [14]

	Наименование показателя	Норма для марки				
		ПТ	ПБТ	БТ	ПА	ПБА
1.	Массовая доля компонентов, %:					
	сумма метана, этана и этилена	Не нормируется				
	сумма пропана и пропилена, не менее	75	Не нормируется		-	-
	в т.ч. пропана				85±10	50±10
	сумма бутанов и бутиленов, не менее	Не нормируется	-	60		

	не более		60	-		
	сумма неопредельных, не более				6,0	6,0
2.	Объемная доля жидкого остатка при 20 °С, %, не более					
	не более	0,7	1,6	1,8	0,7	1,6
3.	Давление насыщенных паров, избыточное, МПа, при температуре:					
	плюс 45 °С, не более	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
	минус 20 °С, не менее	0,16	-	-	-	0,07
	минус 30 °С, не менее	-	-	-	0,07	-
4.	Массовая доля сероводорода и меркаптановой серы, %, не более	0,013	0,013	0,013	0,01	0,01
	в том числе сероводорода, не более	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
5.	Содержание свободной воды и щелочи	Отсутствие				
6.	Интенсивность запаха, баллы, не менее	3	3	3	-	-
7.	Октановое число, не менее	-	-	-	89	

Пентан-гексановая фракция – смесь сжиженных углеводородов, содержащая преимущественно C₅-C₆ нормального и изо-строения, используемая как сырье установок изомеризации на НПЗ. Потенциальным потребителем данной фракции является Когалымский НПЗ, расположенный в том же регионе с Повхоским месторождением и имеющий установку изомеризации для получения высокооктанового изомеризата.

Критериев оценки данной фракции в регламентах нет, качество регламентируется исключительно потребителем данного продукта, в связи с чем целью является выполнение максимально четкого выделения данной фракции с минимальным содержанием углеводородов легче C₄ и C₇₊

7. Экспериментальная часть

Для попутного нефтяного газа, получаемого на ЦПС Повховских месторождений построим 3 технологических схемы переработки:

- Разделение ПНГ методом низкотемпературной сепарации.
- Разделение ПНГ методом низкотемпературной ректификации.
- Разделение ПНГ методом масляной абсорбции

Все вышеперечисленные схемы объединяет наличие холодильных циклов, используемых для захлаживания газового потока с дальнейшим отделением низкокипящих компонентов в различных аппаратах, тип которых зависит от выбранного метода разделения.

Рассмотрим типовой пропановый холодильный цикл.

7.1 Холодильные циклы

В данной работе используется одноступенчатый компрессионный холодильный цикл.

Рассмотрим цикл на примере охлаждения газового потока 12.2 схемы метода низкотемпературной сепарации (рисунок 6).

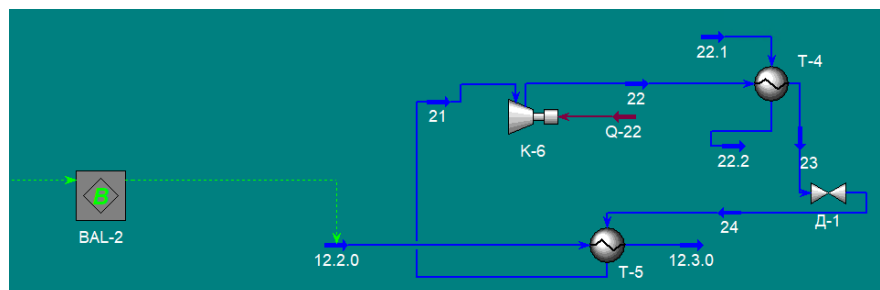


Рисунок 6. Пропановый холодильный цикл

В компрессионных холодильных машинах в качестве холодильных агентов используются низкокипящие жидкости, способные испаряться при отрицательных температурах [15]. В нашем случае холодильным агентом выступает пропан – поток 21.

Поток 21 с давлением 111,4 кПа и температурой $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ направляется в компрессор К-6 для сжатия до давления 1292 КПа, вместе с этим его температура повышается до $60\text{ }^{\circ}\text{C}$, далее поток 22 проходит охлаждение промышленной водой в теплообменнике Т-4 до температуры $37\text{ }^{\circ}\text{C}$ и

направляется в дроссель, где адиабатически расширяется, приобретая температуру $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$. Далее хладагент 24 испаряется при постоянной температуре в испарителе Т-5, охлаждая поток 12.2.0 с $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$. После поток 21 направляется в компрессор К-6, и цикл повторяется.

Холодильники других потоков работают по такому же принципу с теми же параметрами, что и у рассматриваемого холодильного цикла, кроме измененных расходов пропана, промышленной воды и самого охлаждаемого потока.

7.2 Эксплуатационные и капитальные затраты

Одним из важнейших показателей при оценке разработанных технологических схем являются эксплуатационные и капитальные затраты.

Эксплуатационные затраты позволяет оценить моделирующая программа Unisim Design, с помощью которой можно определить расходы потоков и энергии, потребляемой аппаратами.

Капитальные затраты рассчитываются с помощью методических указаний по оценке аппаратов в книге [16]. За основные аппараты, требующие больших финансовых вложений, примем компрессорное оборудование, колонные аппараты и холодильные циклы. Рассмотрим расчет стоимости данных аппаратов.

В [16] цены рассчитываются в долларах США; чтобы корректно сравнивать между собой схемы, обезличим затраты, используя термин «у.е.» (условная единица): $1\text{ у.е.} = 1\text{ доллар}$.

Стоимость компрессоров в тыс.у.е. рассчитывается по формуле 1:

$$C_{\kappa} = 7,90(HP)^{0,62}$$

где HP – мощность аппарата в л.с.

Стоимость колонных аппаратов с использованием тарелок в у.е. рассчитывается по формуле 2:

$$C_{\kappa\text{л}} = 1,218 \cdot [f_1 C_b + N f_2 f_3 C_t + C_{pt}]$$

Где f_1 – коэффициент, учитывающий материал колонны;
 f_2 – коэффициент, учитывающий диаметр и материал колонны;

f_3 – коэффициент, учитывающий тип тарелок колонны; C_b – параметр, учитывающий массу колонны; C_t – параметр, учитывающий диаметр тарелок; C_{pt} – параметр, учитывающий длину и диаметр колонны; N – количество тарелок

Стоимость холодильных циклов в тыс.у.е. рассчитывается по формуле (3):

$$C_x = 178 \cdot FQ^{0,65}$$

Где Q – тепловой поток в испарителе хладагента, МБТЕ; F – коэффициент, учитывающий температурный уровень.

7.3 Разделение ПНГ методом низкотемпературной сепарации (конденсации)

Рассмотрим разработанную технологическую схему переработки попутного нефтяного газа методом низкотемпературной конденсации

7.3.1 Описание технологической схемы НТС (НТК)

В моделирующей программе Unisim Design создаем потоки газа 1 и 2, соответствующие 1 и 2 ступеням сепарации, задаем состав газов и их эксплуатационные свойства из исходных данных (рисунок 7).

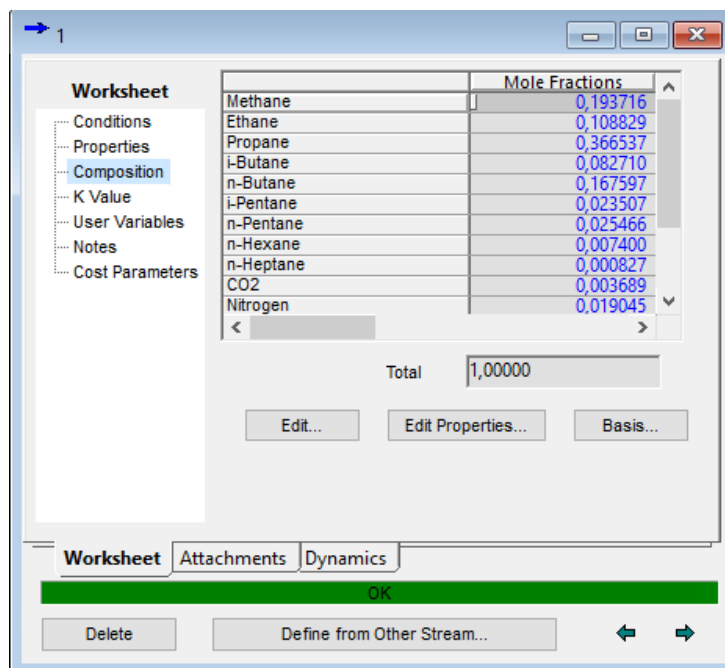


Рисунок 7. Состав попутного нефтяного газа 1 ступени сепарации.

Для экономии капитальных затрат на дополнительное оборудование поток 2 сжимаем в компрессоре К-1 до давления потока 1, равное 500 КПа, после чего заводим оба потока в смеситель MIX-1, получая готовый рабочий поток газа 4.

Исходя из цели и задач разделения данного попутного нефтяного газа, первоначальным этапом переработки является отделение сухого газа от ШФУ. Из рисунка 1 выбираем оптимальное давление и температуру для высокого извлечения в жидкую фазу C_{3+} и низкой конденсации метана и этана – данные условия выполняются при давлении 2000 КПа и температуре -30°C .

После каждого узла компрессии и охлаждения необходимо устанавливать сепаратор для выделения жидкой части в связи с неспособностью компрессоров работать с жидкой фазой. Всего ступеней компримирования в данной схеме 3 (рисунок 9).

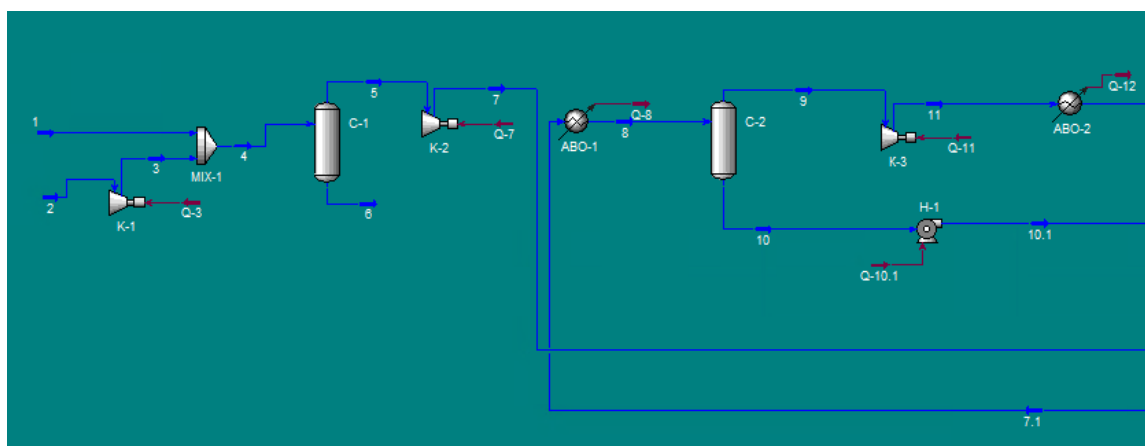


Рисунок 9. Участок компримирования газа

Поток 4 после прохождения сепаратора С-1 направляется на вторую ступень сжатия до 1080 КПа, после чего, отдав тепло потоку 15 в теплообменнике Т-3, охлаждается в аппарате воздушного охлаждения АВО-1 до температуры 31°C . Поток 8, выходящий из АВО-1, аналогично потоку 4 направляется в сепаратор С-2, где разделяется на жидкую 10 и газообразную 9 фазу. Поток 10 дожимается насосом Н-1 до давления 1970 КПа и направляется в смеситель MIX-2. Газовый поток 9 идет на следующую ступень сжатия в компрессор К-3 до 2100 КПа и, охлаждаясь в АВО-2 до 31°C , направляется в

блок охлаждения теплообменниками и холодильным циклом перед сепарацией (рисунок 10).

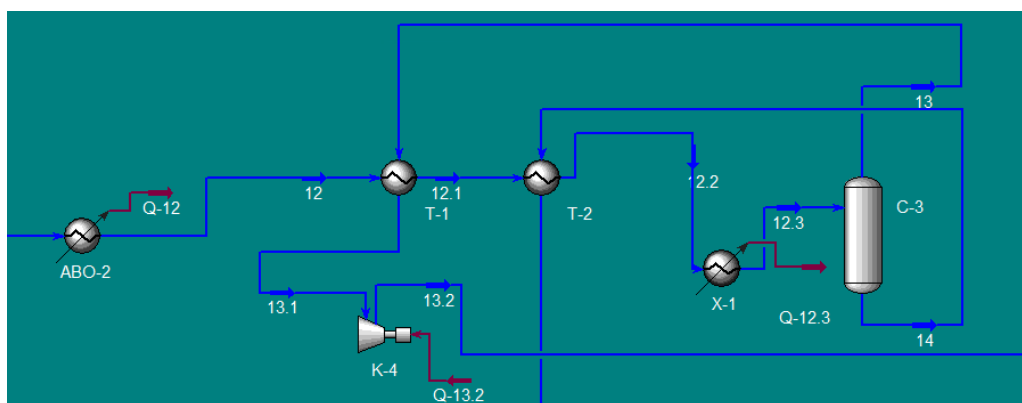


Рисунок 10. Блок сепарации

Поток 12, последовательно отдавая тепло потоку 13 и 14 в теплообменниках и охлаждаясь в пропановом холодильнике X-1 (рисунок 6), принимает температуру $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$, после чего проходит через сепаратор. Образовавшийся газовый поток 13 проходит через теплообменник, захлаживая поток 12, компримируется до 7,5 МПа и отправляется на узел смешения MIX-3.

Жидкий поток 14, также проходя через теплообменник, направляется на узел смешения MIX-2 с потоком 10.1 для дальнейшего разделения.

В общем потоке 15 содержится 4,5 и 6,5 % масс. метана и этана, что является недопустимым в будущих продуктах переработки из-за высокого давления насыщенных паров данных углеводородов, в связи с чем поток 15, предварительно получив тепло от потока 7 в теплообменнике T-3, направляется в колонну деэтанзации (рисунок 11). Верх колонны охлаждается холодильным циклом X-2.

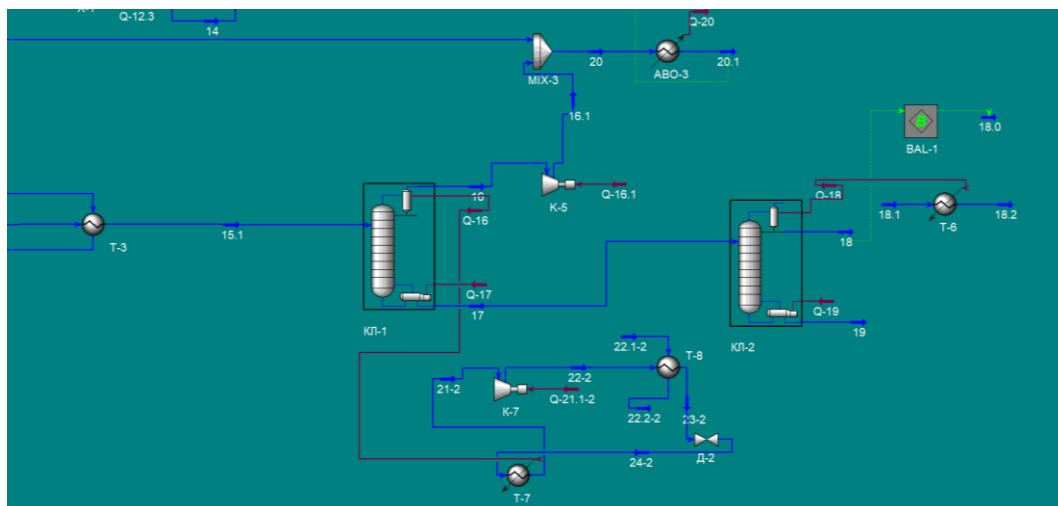


Рисунок 11. Блок газодифракционирования

Верхний продукт колонны КЛ-1, газовый поток 16, отправляется на компрессию, после чего, с давлением 7500 КПа, смешивается с потоком 13.2, образуя товарный сухой газ 20, соответствующий СТО Газпром 089-2010 [12].

Перед отправкой в магистральный трубопровод газовый поток 20 проходит через аппарат воздушного охлаждения АВО-4, принимая температуру 31 °С.

Нижний продукт 17 колонны направляется на дальнейшую ректификацию в колонну КЛ-2, где разделяется сразу на два товарных продукта – пропан-бутан автомобильный 18 и пентан-гексановую фракцию 19.

Поток 18 вверху колонны охлаждается потоком промышленной воды в теплообменнике Т-6.

7.3.2 Контроль качества продукции

Товарными продуктами данной технологической схемы являются потоки 20.1, 18.1 и 19, представляющие собой сухой газ, пропан-бутан автомобильный и пентан-гексановую фракцию для изомеризации.

Физико-химические показатели и состав потока 20.1 – сухого газа – представлены в таблицах 9,10.

Таблица 9. Физико-химические показатели сухого газа

	Наименование показателя	Значение
1	Точка росы газа по воде при 3,92 МПа, °С	Воды не содержится
2	Точка росы газа по углеводородам при 2,5-7,5 МПа, °С	-14,84
3	Массовая концентрация мехпримесей, г/м ³	0
4	Масса сероводорода, г/м ³	0
5	Масса меркаптановой серы, г/м ³	0
6	Молярная доля кислорода, %	0,018
7	Теплота сгорания низшая, МДж/м ³ , при 20 °С и 101,325 кПа, не менее	40,19
8	Компонентный состав, молярная доля %	Таблица 10
9	Молярная доля CO ₂ , %	0,75
10	Плотность (при 20 °С и 101,325 кПа), кг/м ³	0,8640
11	Расход, кг/ч	26470
12	Выход метана, % масс.	100,00
13	Выход этана, % масс.	99,31

Таблица 10. Компонентный состав сухого газ

№ п/п	Наименование показателя	Молярная доля, %
1	Метан	73,29
2	Этан	16,75
3	Пропан	4,99
4	Изобутан	0,29
5	Бутан	0,35
6	нео-Пентан	0,00

7	Изопентан	0,01
8	Пентан	0,01
9	Гексан	0,00
10	Гептан	0,00
11	Углекислый газ	0,75
12	Азот	3,50
13	Гелий	0,01
14	Водород	0,00
15	Кислород	0,02

Исходя из показателей, можем сделать вывод, что сухой газ подходит под требования СТО Газпром 089-2010.

Физико-химические показатели и состав потока 20.1 – пропан-бутана автомобильного – представлены в таблицах 11,12.

Таблица 11. Физико-химические свойства пропан-бутана автомобильного.

	Наименование показателя	Норма для марки
1	Массовая доля компонентов, %:	
	сумма пропана и пропилена, пропана	50,77
	сумма непредельных	Отсутствуют
2	Объемная доля жидкого остатка при 20 °С, %,	Отсутствует
3	Давление насыщенных паров, избыточное, МПа, при температуре:	
	плюс 45 °С	1,07
	минус 20 °С	0,16
4	Массовая доля сероводорода и меркаптановой серы, %	Отсутствует
5	Содержание свободной воды и щелочи	Отсутствует
6	Октановое число	100,31
7	Расход, кг/ч	50030

8	Выход пропана, % масс.	90,00
9	Выход и-бутана, % масс.	97,45
10	Выход бутана, % масс.	97,48

Таблица 12. Компонентный состав пропан-бутана автомобильного.

№ п/п	Наименование показателя	Молярная доля, %
1	Метан	0,00
2	Этан	0,15
3	Пропан	57,44
4	Изобутан	14,00
5	Бутан	28,28
6	нео-Пентан	0,02
7	Изопентан	0,08
8	Пентан	0,03
9	Гексан	0,00
10	Гептан	0,00
11	Углекислый газ	0,00
12	Азот	0,00
13	Гелий	0,00
14	Водород	0,00
15	Кислород	0,00

Исходя из показателей, можем сделать вывод, что пропан-бутан автомобильный подходит под требования ГОСТ Р 52087-2018.

Компонентный состав пентан-гексановой фракции 25 и технические свойства представлены в таблицах 13.1 и 13.2.

Таблица 13.1. Компонентный состав пентан-гексановой фракции

№ п/п	Наименование показателя	Молярная доля, %
1	Метан	0,00
2	Этан	0,00

3	Пропан	0,00
4	Изобутан	0,01
5	Бутан	2,50
6	нео-Пентан	0,40
7	Изопентан	36,35
8	Пентан	40,85
9	Гексан	15,67
10	Гептан	4,23
11	Углекислый газ	0,00
12	Азот	0,00
13	Гелий	0,00
14	Водород	0,00
15	Кислород	0,00

Таблица 13.2. Технические свойства пентан-гексановой фракции

	Наименование показателя	Значение
1	Расход, кг/ч	8710
2	Выход и-пентана, % масс.	97,65
3	Выход н-пентана, % масс.	99,07
4	Выход гексана, % масс.	99,95

Анализируя полученный состав, можем сделать вывод, что содержание целевых компонентов в пентан-гексановой фракции равняется 93,27 % мол., а выход целевых компонентов составил не менее 97,65 % масс.

Рассмотрим материальный баланс данной схемы (Таблица 14)

Таблица 14. Материальный баланс

Сырье	Расход, кг/ч	Продукты	Расход, кг/ч
ПНГ 1 ступени сепарации	64300	Сухой газ	26470
ПНГ 2 ступени сепарации	20910	Пропан-бутан автомобильный	50030
		Пентан-гексановая фракция	8710

Итого	85210	Итого	85210
-------	-------	-------	-------

7.3.3 Расходы производства

Расходы переработки методом низкотемпературной сепарации можно разделить на капитальные и эксплуатационные затраты.

Используем формулы (1-3) для расчета капитальных затрат (таблица 15) на основное оборудование технологической схемы низкотемпературной сепарации

Таблица 15. Капитальные затраты схемы НТС

Наименование оборудования	Условное обозначение на схеме	Затраты, тыс.у.е.
1.Компрессоры	К-1	849,84
	К-2	1017,01
	К-3	824,97
	К-4	774,98
	К-5	352,32
2.Колонны	КЛ-1	495,12
	КЛ-2	1765,33
3. Холодильные циклы	Х-1	2748,34
	Х-2(Q-16)	3098,29
Итого:		11926,20

Эксплуатационные затраты (таблица 16) определим с помощью программы Unisim Design.

Таблица 16. Эксплуатационные затраты схемы НТС

Наименование показателей	Ед. измер.	Значение
1.Энергозатраты	кВт	
Компрессоры		6198
Насосы		7
Компрессоры в холодильных циклах		4389

Итог:		10594
2. Обратная вода, 31°C, 500 кПа	т/ч	3134
3. Пропан	т/ч	117
4. Водяной пар, 182 °С, 500 кПа	т/ч	40

Все показатели, указанные выше, необходимы в качестве элементов сравнения разработанных технологических схем.

7.4 Разделение ПНГ методом низкотемпературной ректификации

Рассмотрим вторую разработанную схему разделения попутного нефтяного газа методом низкотемпературной ректификации.

7.4.1 Описание технологической схемы НТР

В данной технологической схеме отсутствует узел низкотемпературной сепарации, что создает необходимость перехода к более жестким физическим условиям переработки газа в первой колонне КЛ-1, а именно в повышенном давлении и более низкой температуре вверху колонны.

Узел компримирования (рисунок 12) аналогичен методу низкотемпературной ректификации.

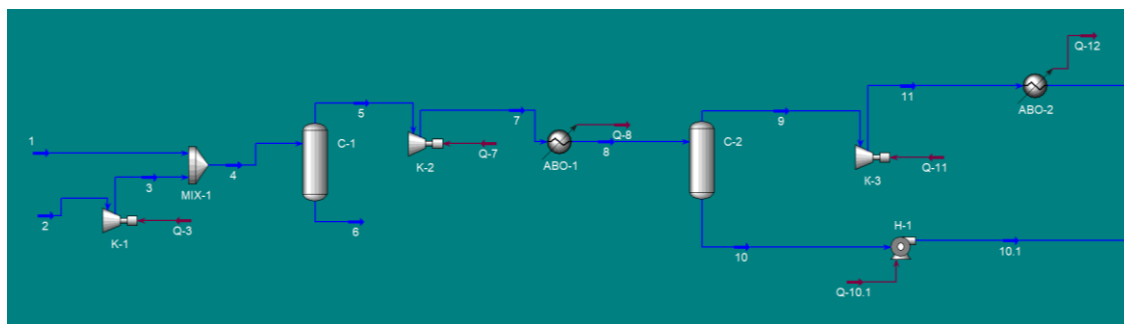


Рисунок 12. Узел компримирования.

Поток 4 с давлением 500 кПа после 1 ступени компримирования, проходя оставшиеся компрессоры и АВО, отделяя при этом жидкую сконденсировавшуюся часть в сепараторе С-2, сжимается до давления 3000 кПа с температурой 31 °С.

Далее, охладившись в теплообменнике верхним потоком колонны КЛ-1 до 21 °С, поток 13 направляется на блок низкотемпературной ректификации, где делится на сухой газ 14 и жидкий поток 15 C₃₊, который направляется на

дальнейшую ректификаций. Верхний поток колонны захалаживается в холодильном цикле X-1(T-2) до -39°C .

Поток сухого газа 14 охлаждая поток 12, компримируется до давления 7500 кПа в компрессоре К-4 и после охлаждения в АВО-3 направляется в газовую магистраль.

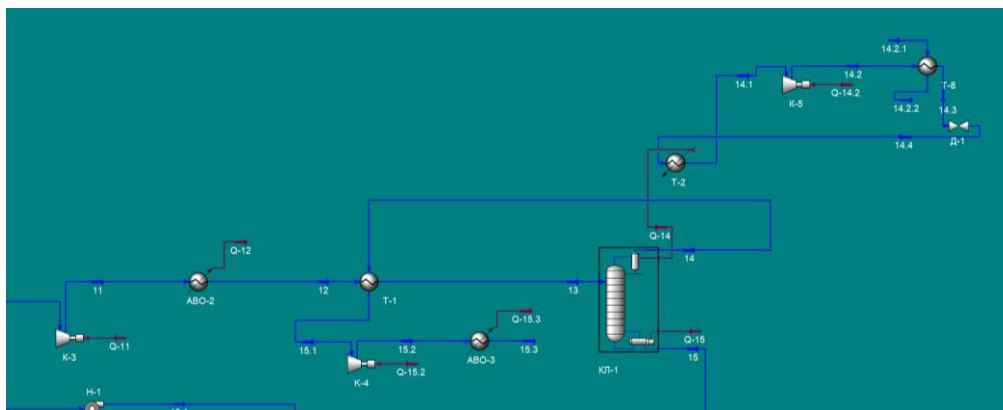


Рисунок 13. Блок низкотемпературной ректификации.

Жидкий поток ШФУ 15, смешавшись с потоком 10.1, направляется в колонну КЛ-2 (рисунок 14), где разделяется на товарные продукты – пропан-бутан автомобильный 17 и пентан-гексановую фракцию 18. Верхний поток колонны отдает свое тепло промышленной воде в теплообменнике Т-4.

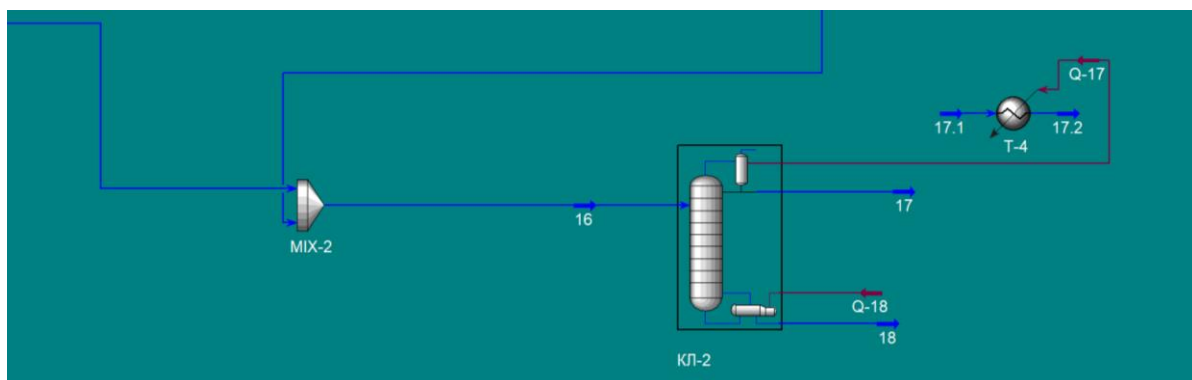


Рисунок 14. Блок газовой ректификации.

Проведем проверку на соответствие регламентирующим документам на полученную продукцию.

7.4.2 Контроль качества продукции

Товарными продуктами данной технологической схемы являются потоки 15.3, 17 и 18, представляющие собой сухой газ, пропан-бутан автомобильный и пентан-гексановую фракцию для изомеризации.

Физико-химические показатели и состав потока 15,3 – сухого газа – представлены в таблицах 17,18.

Таблица 17. Физико-химические показатели сухого газа

	Наименование показателя	Значение
1	Точка росы газа по воде при 3,92 МПа, °С	Воды не содержится
2	Точка росы газа по углеводородам при 2,5-7,5 МПа, °С	-30,06
3	Массовая концентрация мехпримесей, г/м ³	0
4	Масса сероводорода, г/м ³	0
5	Масса меркаптановой серы, г/м ³	0
6	Молярная доля кислорода, %	0,017
7	Теплота сгорания низшая, МДж/м ³ , при 20 °С и 101,325 кПа, не менее	38,49
8	Компонентный состав, молярная доля %	Таблица 17
9	Молярная доля CO ₂ , %	0,77
10	Плотность (при 20 °С и 101,325 кПа), кг/м ³	0,8283
11	Расход, кг/ч	24150
12	Выход метана, % масс.	98,69
13	Выход этана, % масс.	92,36

Таблица 18. Компонентный состав сухого газ

№ п/п	Наименование показателя	Молярная доля, %
1	Метан	76,06
2	Этан	16,38
3	Пропан	3,08

4	Изобутан	0,00
5	Бутан	0,00
6	нео-Пентан	0,00
7	Изопентан	0,00
8	Пентан	0,00
9	Гексан	0,00
10	Гептан	0,00
11	Углекислый газ	0,77
12	Азот	3,66
13	Гелий	0,01
14	Водород	0,00
15	Кислород	0,02

Исходя из показателей, можем сделать вывод, что сухой газ подходит под требования СТО Газпром 089-2010.

Физико-химические показатели и состав потока 17 – пропан-бутана автомобильного – представлены в таблицах 19,20.

Таблица 19. Физико-химические свойства пропан-бутана автомобильного.

	Наименование показателя	Норма для марки
1	Массовая доля компонентов, %:	
	сумма пропана и пропилена, пропана	50,64
	сумма непредельных	Отсутствуют
2	Объемная доля жидкого остатка при 20 °С, %,	Отсутствует
3	Давление насыщенных паров, избыточное, МПа, при температуре:	
	плюс 45 °С	1,35
	минус 20 °С	0,33
4	Массовая доля сероводорода и меркаптановой серы, %	Отсутствует

5	Содержание свободной воды и щелочи	Отсутствует
6	Октановое число	100,56
7	Расход, кг/ч	52300
8	Выход пропана, % масс.	94,13
9	Выход и-бутана, % масс.	99,91
10	Выход бутана, % масс.	99,00

Таблица 20. Компонентный состав пропан-бутана автомобильного.

№ п/п	Наименование показателя	Молярная доля, %
1	Метан	1,16
2	Этан	1,55
3	Пропан	56,58
4	Изобутан	13,52
5	Бутан	27,05
6	нео-Пентан	0,05
7	Изопентан	0,04
8	Пентан	0,00
9	Гексан	0,00
10	Гептан	0,00
11	Углекислый газ	0,02
12	Азот	0,02
13	Гелий	0,00
14	Водород	0,00
15	Кислород	0,00

Исходя из показателей, можем сделать вывод, что пропан-бутан автомобильный подходит под требования ГОСТ Р 52087-2018.

Компонентный состав пентан-гексановой фракции и технические свойства представлены в таблицах 21.1, 21.2.

Таблица 21.2. Компонентный состав пентан-гексановой фракции

№ п/п	Наименование показателя	Молярная доля, %
1	Метан	0,00
2	Этан	0,00
3	Пропан	0,00
4	Изобутан	0,11
5	Бутан	2,49
6	нео-Пентан	0,14
7	Изопентан	36,59
8	Пентан	40,91
9	Гексан	15,56
10	Гептан	4,20
11	Углекислый газ	0,00
12	Азот	0,00
13	Гелий	0,00
14	Водород	0,00
15	Кислород	0,00

Таблица 21.2. Технические свойства пентан-гексановой фракции

	Наименование показателя	Значение
1	Расход, кг/ч	8760
2	Выход и-пентана, % масс.	98,98
3	Выход н-пентана, % масс.	99,92
4	Выход гексана, % масс.	100,00

Анализируя полученный состав, можем сделать вывод, что содержание целевых компонентов в пентан-гексановой фракции равняется 93,06 % мол., а выход целевых компонентов составил не менее 96,95 % масс.

Рассмотрим материальный баланс данной схемы (Таблица 22)

Таблица 22. Материальный баланс

Сырье	Расход, кг/ч	Продукты	Расход, кг/ч
-------	--------------	----------	--------------

ПНГ 1 ступени сепарации	64300	Сухой газ	24150
ПНГ 2 ступени сепарации	20910	Пропан-бутан автомобильный	52300
		Пентан-гексановая фракция	8760
Итого	85210	Итого	85210

Т.к. расход продуктов совпал с расходом сырья, можем сделать вывод, что схема рассчитана верно.

7.3.3 Расходы производства

Используем формулы 1-3 для расчета капитальных затрат (таблица 23) НТР на основное оборудование.

Таблица 23. Капитальные затраты схемы НТР

Наименование оборудования	Условное обозначение на схеме	Затраты, тыс.у.е.
1.Компрессоры	К-1	849,84
	К-2	1153,03
	К-3	892,51
	К-4	706,74
2.Колонны	КЛ-1	509,76
	КЛ-2	1128,63
3. Холодильные циклы	Х-1(Q-14)	4242,76
Итого:		9483,27

Эксплуатационные затраты (таблица 24) определим с помощью программы Unisim Design.

Таблица 24. Эксплуатационные затраты схемы НТР

Наименование показателей	Ед. измер.	Значение
1.Энергозатраты	кВт	
Компрессоры		6294

Насосы		4
Компрессоры в холодильных циклах		2814
Итого:		9112
2. Обратная вода, 31°C, 500 кПа	т/ч	2930
3. Пропан	т/ч	73
4. Водяной пар, 182 °С, 500 кПа	т/ч	42

7.5 Разделение ПНГ методом масляной абсорбции.

Рассмотрим заключительную разработанную технологическую схему переработки попутного нефтяного газа по методу масляной абсорбции.

7.5.1 Описание технологической схемы масляной абсорбции

В данной технологической схеме необходимые температурные профили, а также давление перед узлом абсорбции, схожи с показателями разработанной технологической схемы по методу низкотемпературной сепарации.

Поток 4 с давлением 500 кПа после 1 ступени компримирования, проходя оставшиеся 2 ступени, сжимается до давления 2330 кПа, отделяя при этом после сепаратора С-2 жидкую фазу 10 (рисунок 15).

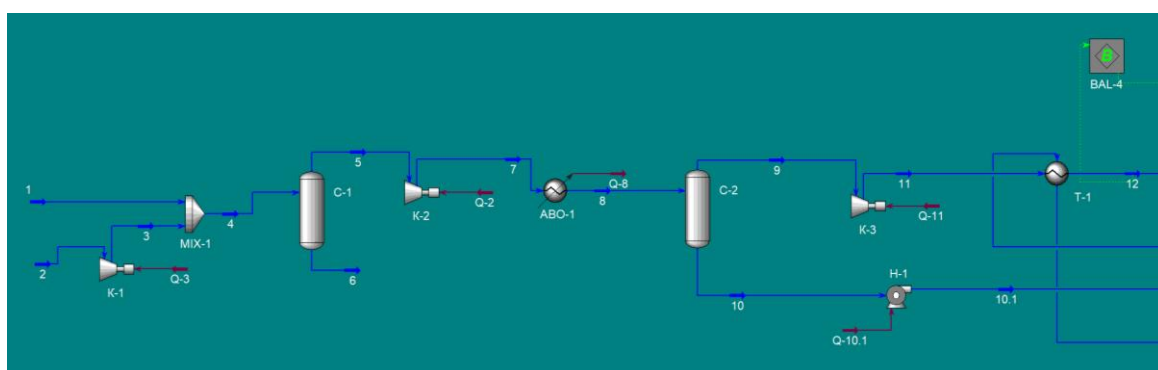


Рисунок 15. Узел компримирования.

Поток 11, предварительно отдав свое тепло потоку 15.1 в теплообменнике Т-1, направляется в блок низкотемпературной масляной абсорбции колонну АБ-1, охладившись в холодильном цикле Х-1 до температуры -30 °С (рисунок 16).

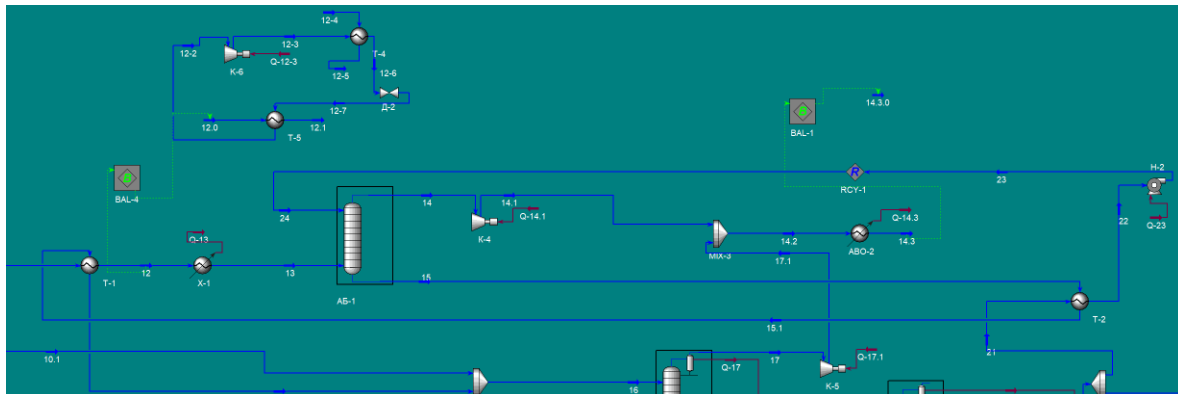


Рисунок 16. Блок низкотемпературной масляной абсорбции.

В качестве абсорбента – абсорбционного масла – используется балансовое количество циркулирующей пентан-гексановой фракции 24 с температурой $-23\text{ }^{\circ}\text{C}$ и давлением 2200 кПа, которая является одним из продуктов данной схемы. Выбор в пользу такого абсорбента позволяет исключить дополнительные затраты на абсорбент.

Стоит отметить, что в данной схеме используется инструмент, позволяющий рассчитать циркуляцию абсорбент – «Recycle», отмеченный на схеме как RCY-1

Верхний продукт абсорбера, осушенный газ 14, направляется в узел смешения MIX-3. Нижний жидкостный продукт абсорбера 15, ШФУ, вместе с абсорбентом направляется на узел смешения MIX-2, а после на стадию дополнительной деэтанзации (рисунок 17) для уменьшения ДНП, предварительно захлаживая в теплообменнике Т-2 поток абсорбента 21 и в теплообменнике Т-1 поток 11.

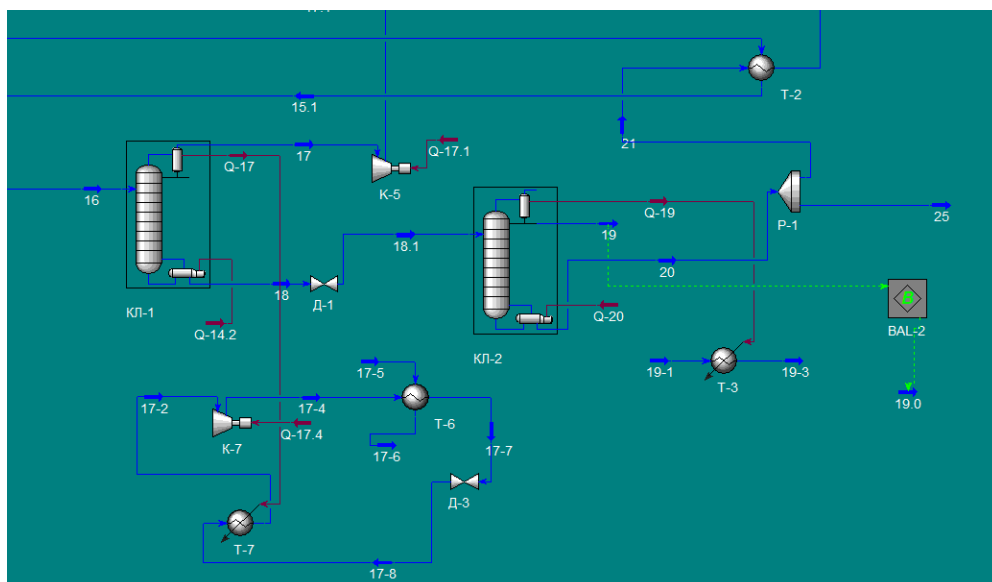


Рисунок 17. Блок газовой ректификации

После смешения образовавшийся поток 16 делится в колонне КЛ-1 на два потока: сухой газ 17, который компримируется до давления 7500 КПа и смешивается с потоком 14.1, образуя товарный поток 14.3, и более тяжелую жидкую фракцию C_{3+} 18.

Верхний поток 17 колонны КЛ-1 захалаживается в холодильном цикле Х-2(Т-7) до $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Жидкий поток 18, сбросив свое давление в дросселе Д-1, направляется на дальнейшее разделение в колонну КЛ-2, где образуется поток 19, представляющий собой пропан-бутан автомобильный. Данный верхний поток колонны охлаждается оборотной водой в теплообменнике Т-3.

Нижний продукт колонны КЛ-2 – пентан-гексановая фракция 20 – направляется в разделитель Р-1, в котором балансовое количество потока 21 возвращается в цикл абсорбции. Поток 25 является товарным продуктом и направляется потребителю.

7.5.2 Контроль качества продукции

Товарными продуктами данной технологической схемы являются потоки 14.3, 19 и 25, представляющие собой сухой газ, пропан-бутан автомобильный и пентан-гексановую фракцию для изомеризации.

Физико-химические показатели и состав потока 14,3 – сухого газа – представлены в таблицах 25,26.

Таблица 25. Физико-химические показатели сухого газа

	Наименование показателя	Значение
1	Точка росы газа по воде при 3,92 МПа, $^{\circ}\text{C}$	Воды не содержится
2	Точка росы газа по углеводородам при 2,5-7,5 МПа, $^{\circ}\text{C}$	-13,51
3	Массовая концентрация мехпримесей, г/м^3	0

4	Масса сероводорода, г/м ³	0
5	Масса меркаптановой серы, г/м ³	0
6	Молярная доля кислорода, %	0,011
7	Теплота сгорания низшая, МДж/м ³ , при 20 °С и 101,325 кПа, не менее	38,49
8	Компонентный состав, молярная доля %	Таблица 26
9	Молярная доля CO ₂ , %	0,78
10	Плотность (при 20 °С и 101,325 кПа), кг/м ³	0,8283
11	Расход, кг/ч	24360
12	Выход метана, % масс.	100,00
13	Выход этана, % масс.	96,10

Таблица 26. Компонентный состав сухого газа

№ п/п	Наименование показателя	Молярная доля, %
1	Метан	76,41
2	Этан	16,89
3	Пропан	1,58
4	Изобутан	0,00
5	Бутан	0,04
6	нео-Пентан	0,00
7	Изопентан	0,30
8	Пентан	0,24
9	Гексан	0,03
10	Гептан	0,00
11	Углекислый газ	0,78
12	Азот	3,64
13	Гелий	0,01
14	Водород	0,00
15	Кислород	0,01

Исходя из показателей, можем сделать вывод, что сухой газ подходит под требования СТО Газпром 089-2010.

Физико-химические показатели и состав потока 19 – пропан-бутана автомобильного – представлены в таблицах 27,28.

Таблица 27. Физико-химические свойства пропан-бутана автомобильного.

	Наименование показателя	Норма для марки
1	Массовая доля компонентов, %:	
	сумма пропана и пропилена, пропана	51,74
	сумма непредельных	Отсутствуют
2	Объемная доля жидкого остатка при 20 °С, %,	Отсутствует
3	Давление насыщенных паров, избыточное, МПа, при температуре:	
	плюс 45 °С	1,11
	минус 20 °С	0,18
4	Массовая доля сероводорода и меркаптановой серы, %	Отсутствует
5	Содержание свободной воды и щелочи	Отсутствует
6	Октановое число	100,49
7	Расход, кг/ч	52720
8	Выход пропана, % масс.	96,95
9	Выход и-бутана, % масс.	99,98
10	Выход бутана, % масс.	99,13

Таблица 28. Компонентный состав пропан-бутана автомобильного.

№ п/п	Наименование показателя	Молярная доля, %
1	Метан	0,00

2	Этан	0,79
3	Пропан	58,36
4	Изобутан	13,55
5	Бутан	27,13
6	нео-Пентан	0,03
7	Изопентан	0,11
8	Пентан	0,03
9	Гексан	0,00
10	Гептан	0,00
11	Углекислый газ	0,00
12	Азот	0,00
13	Гелий	0,00
14	Водород	0,00
15	Кислород	0,00

Исходя из показателей, можем сделать вывод, что пропан-бутан автомобильный подходит под требования ГОСТ Р 52087-2018.

Компонентный состав пентан-гексановой фракции 25 и технические свойства представлены в таблицах 29.1 и 29.2.

Таблица 29.1 Компонентный состав пентан-гексановой фракции

№ п/п	Наименование показателя	Молярная доля, %
1	Метан	0,00
2	Этан	0,00
3	Пропан	0,00
4	Изобутан	0,01
5	Бутан	1,86
6	нео-Пентан	0,26
7	Изопентан	35,58
8	Пентан	41,21
9	Гексан	16,55
10	Гептан	4,53
11	Углекислый газ	0,00

12	Азот	0,00
13	Гелий	0,00
14	Водород	0,00
15	Кислород	0,00

Таблица 29.2 Технические свойства пентан-гексановой фракции

	Наименование показателя	Значение
1	Расход, кг/ч	8130
2	Выход и-пентана, % масс.	96,95
3	Выход н-пентана, % масс.	99,98
4	Выход гексана, % масс.	99,13

Анализируя полученный состав, можем сделать вывод, что содержание целевых компонентов в пентан-гексановой фракции равняется 93,66 % мол., а выход целевых компонентов составил не менее 96,95 % масс.

Рассмотрим материальный баланс данной схемы (Таблица 30)

Таблица 30. Матеральный баланс

Сырье	Расход, кг/ч	Продукты	Расход, кг/ч
ПНГ 1 ступени сепарации	64300	Сухой газ	24360
ПНГ 2 ступени сепарации	20910	Пропан-бутан автомобильный	52720
		Пентан-гексановая фракция	8130
Итого	85210	Итого	85210

Т.к. расход продуктов совпал с расходом сырья, можем сделать вывод, что схема рассчитана верно.

7.3.3 Расходы производства

Используем формулы 1-3 для расчета капитальных затрат (таблица 23) масляной абсорбции на основное оборудование.

Таблица 23. Капитальные затраты схемы масляной абсорбции

Наименование оборудования	Условное обозначение на схеме	Затраты, тыс.у.е.
1.Компрессоры	К-1	849,84
	К-2	993,43
	К-3	901,18
	К-4	614,33
	К-5	351,36
2.Колонны	АБ-1	385,76
	КЛ-1	465,15
	КЛ-2	1215,89
3. Холодильные циклы	Х-1	4311,36
	Х-2(Q-17)	2351,12
Итог:		12439,42

Эксплуатационные затраты (таблица 24) определим с помощью программы Unisim Design.

Таблица 24. Эксплуатационные затраты схемы масляной абсорбции

Наименование показателей	Ед. измер.	Значение
1.Энергозатраты	кВт	
Компрессоры		5952
Насосы		11
Компрессоры в холодильных циклах		5543
Итог:		11506
2. Обратная вода, 31°C, 500 кПа	т/ч	3025
3. Пропан	т/ч	148
4. Водяной пар, 182 °С, 500 кПа	т/ч	30

8. Сравнение и анализ схем переработки ПНГ

В ходе данной работы были построены 3 технологические схемы с использованием различных способов разделения и с различным набором аппаратов. Чтобы определить оптимальный вариант переработки попутного нефтяного газа, необходимо провести анализ полученных схем и их сравнение по показателям, выявленных в разделах «Контроль качества продукции» и «Расходы производства» для каждого метода переработки.

Сравнение полученных схем можно разделить на две составляющие: сравнение полученных продуктов и затрат. Их совокупная оценка позволит выявить, какая схема наиболее выгодно позволяет получать качественные продукты.

8.1 Сравнение продукции

Продукты схем НТС, НТР и масляной абсорбции не отличаются по типам и регламентирующей документации, что позволяет более точно провести сравнение.

Продуктами полученных технологических схем являются сухой газ, пропан-бутан автомобильный и пентан-гексановая фракция.

Для каждого товарного продукта ключевыми показателями является полученный расход и выход ключевых компонентов из сырья.

Для потока сухого газа большое значение имеет тепловой поток, который потенциально можно получить при сжигании. Так же не менее важным показателем является точка росы по углеводородам, т.к. необходимо учитывать условия крайнего севера.

Для потока пропан-бутана автомобильного одним из важных показателей является октановое число (моторный метод).

Для пентан-гексановой фракции, как для продукта, следующей стадией переработки является изомеризация. В связи с тем главным показателем данного продукта является потенциальный выход изомеризата после установки изомеризации, учитывая конверсию, содержание нормальных и изо-компонентов, а также октановое число получаемого изомеризата.

Рассмотрим критерии для каждого продукта (таблица 25).

Таблица 25. Качество продукции разработанных технологических схем

Продукт	Критерий		НТС	НТР	Масляная абсорбция
Сухой газ	Тепло, выделяемое при сжигании, МВт		336,39	306,50	309,03
	Степени извлечения целевых компонентов	Метан, % масс.	100,00	98,69	100,00
		Этан, % масс.	99,31	92,36	96,10
	Температура точки росы по углеводородам, °С		-14,84	-30,06	-13,51
	Расход, кг/ч		26470	24150	24360
Пропан-бутан автомобильный	Октановое число (моторный метод).		100,3	100,6	100,5
	Степени извлечения целевых компонентов	Пропан, % масс.	90,00	94,13	96,95
		И-бутан, % масс.	97,45	99,91	99,98
		Н-бутан, % масс.	97,48	99,00	99,13
	Расход, кг/ч		50030	52300	52720
Пентан-гексановая фракция	Степени извлечения целевых компонентов	И-пентан, % масс.	97,65	98,98	96,95
		Н-пентан, % масс.	99,07	99,92	99,98
		Гексан, % масс.	99,95	100,00	99,13
	Смесь после изомеризации фракции C ₅ -C ₆	Расход, кг/ч	7244	7277	6755,4
		Октановое число смеси (моторный метод).	90	90	90
	Расход, кг/ч		8710	8760	8130

8.2 Сравнение затрат

Основные расходы производства делятся на капитальные и эксплуатационные, рассмотрим рассчитанные позиции для каждой схемы (таблица 26).

Таблица 26. Расходы разработанных технологических схем

Вид затрат	Наименование затрат		НТС	НТР	Масляная абсорбция
Эксплуатационные затраты	Энергия, кВт	Компрессоры и насосы	6205	6298	5963
		Компрессоры в холодильных циклах	4389	2814	5543
		Всего	10594	9112	11506
	Оборотная вода, т/ч		3134	2930	3025
	Пропан, т/ч		117	73	148
	Водяной пар, т/ч		40	42	30
Капитальные затраты	Стоимость компрессоров, тыс.у.е.		3819	3602	3710
	Цена колонн, тыс.у.е.		2260	1638	2067
	Цена холодильных циклов, тыс.у.е.		5847	4243	6662
	Сумма капитальных затрат, тыс.у.е.		11926	9483	12439

8.3 Оценка технологических схем переработки ПНГ

Исходя из объединенных таблиц качества продукции и затрат 25, 26, которые включают в себя итоговые данные разделов «Контроль качества продукции» и «Расходы производства» для каждой технологической схемы, можем отметить следующие пункты:

- Лучшей технологической схемой по качеству получаемой продукции, а именно по извлечению целевых компонентов из исходной смеси, является низкотемпературная масляная абсорбция совмещенная, как и все остальные

схемы, с блоком газовой ректификации. Главным минусом данной технологической схемы является изменчивость состава попутного нефтяного газа. В случае изменения содержания тяжелых компонентов в меньшую сторону, весь технологический режим будет нарушен, т.к. регенерация абсорбента – ключевой процесс данной схемы.

- По сумме затрат лучшим вариантом переработки попутного нефтяного газа является низкотемпературная ректификация, т.к. требует минимальных капитальных и эксплуатационных затрат, за исключением оборотных энергоресурсов, таких как перегретый водяной пар и вода.

- Схема низкотемпературной сепарации по качеству, расходу продуктов и уровню затрат является промежуточной между абсорбцией и ректификацией, т.к. показатели качества продукции и затрат во многом принимают средние значения между двумя оставшимися схемами.

Из всего выше сказанного можно сделать вывод, что наиболее подходящей под условия промысловой подготовки на Севере России является схема низкотемпературной ректификации. Данная схема не потребует больших затрат на начале реализации, т.к. имеет минимальное количество оборудования для достаточно глубокого разделения ПНГ. Еще одним плюсом НТР является тот факт, что сухой газ – один из продуктов – в данной технологической схеме имеет самую низкую точку росы, что имеет большое значения для Ханты-Мансийского автономного округа где находится Повховское месторождение. НТР не критично зависит от состава получаемого газа, в связи с чем является универсальной.

9. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Данный раздел посвящён оценке коммерческого потенциала и перспективности проводимого исследования, а также определению его возможных альтернатив, планированию научно-исследовательских работ и оценке ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

9.1 Потенциальные потребители результатов исследования

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

Целевой рынок представляет собой сегмент рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определёнными общими признаками.

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

В качестве критериев сегментирования для данной научной разработки будем использовать следующие критерии: размер компании-заказчика, вид продукции.

Включим в карту сегментирования такие виды продукции, как разработка технологических схем переработки попутного нефтяного газа (ПНГ) для предприятий промысловой подготовки газа, разработка технологических схем переработки ПНГ для ГПЗ и разработка технологических схем для нефтегазохимических производств.

В данном случае карта сегментирования будет выглядеть следующим образом (Рисунок 1818):

Размер компании	Вид продукции		
	Схемы переработки ПНГ для промысловой подготовки газа	Схемы переработки ПНГ для ГПЗ	Схемы переработки ПНГ для нефтегазохимических производств
Крупные			
Средние			
Мелкие			

Рисунок 18. Карта сегментирования рынка услуг по разработке технологических схем переработки попутного нефтяного газа.

Анализируя полученную карту сегментирования, можно сделать вывод, что целевой рынок разработки достаточно широк и что наиболее перспективными сегментом являются крупные газовые компании, имеющие высокую производительность и широкий спектр ступеней переработки газа.

9.2 Анализ конкурентных технических решений

Для того, чтобы как можно успешнее противостоять соперникам на рынке, необходимо на основе анализа конкурирующих разработок внести соответствующие коррективы в научное исследование. Подобный анализ необходимо проводить систематически, так как рынки находятся в постоянном движении и нужно постоянно подстраиваться под новые условия.

Чтобы грамотно оценить преимущества конкурентных продуктов и собственной разработки необходимо составить оценочную карту, в которой будут наглядно отражены сильные и слабые стороны как конкурентов, так и предлагаемой научной разработки.

На данный момент лидирующими компаниями, предлагающими разработку технологических схем переработки попутного нефтяного газа являются «НИПИГАЗ» и «НИПИ ПЕГАЗ». В Таблица представлена оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок).

Таблица 27. Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок).

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии эффективности							
Повышенная производительность разработки	0,10	5	4	3	0,50	0,4	0,3
Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,18	5	3	3	0,90	0,54	0,54
Надёжность разработок	0,05	5	4	3	0,25	0,20	0,15
Простота эксплуатации	0,10	5	3	3	0,50	0,30	0,30
Качество представляемой информационной части продукта	0,09	5	3	3	0,45	0,27	0,27
Экономические критерии оценки эффективности							
Конкурентоспособность продукта	0,07	5	4	3	0,35	0,28	0,21
Уровень проникновения на рынок	0,07	4	5	5	0,28	0,35	0,35
Цена	0,07	5	4	4	0,35	0,28	0,28
Предполагаемый срок эксплуатации	0,08	5	5	5	0,40	0,40	0,40
Послепродажное обслуживание	0,06	5	3	2	0,30	0,18	0,12
Финансирование научной разработки	0,03	4	5	4	0,12	0,15	0,12
Срок выхода на рынок	0,04	5	4	4	0,20	1,16	0,16
Наличие сертификации разработки	0,06	4	5	4	0,24	0,30	0,24
Итого:	1	62	52	46	4,84	3,81	3,44

Условные обозначения: ф – предлагаемая разработка; к₁ – продукт компании «НИПИГАЗ»; к₂ – продукт компании «НИПИ ПЕГАЗ».

Как можно видеть по представленной оценочной карте, предлагаемая разработка лидирует по таким весовым критериям как «Повышение производительности труда пользователя», «Удобство в эксплуатации», «Качество интеллектуального интерфейса», «Простота эксплуатации» и «Цена».

9.2.1 SWOT-анализ

Далее для определения сильных и слабых сторон предлагаемой разработки, а также возможностей и угроз, которые могут появиться при выведении на рынок, проводится SWOT-анализ, где S – Strengths (сильные стороны), W – Weaknesses (слабые стороны), O – Opportunities (возможности) и T – Threats (угрозы). SWOT представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта для исследования внешней и внутренней среды проекта. Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 28.

Таблица 28. Матрица SWOT-анализа.

Сильные стороны (С)	Слабые стороны (Сл)
1. Экономичность и энергоэффективность технологии разработки. 2. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями. 3. Наличие бюджетного финансирования.	1. Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных кадров. 2. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца. 3. Отсутствие инжиниринговой услуги, способной обучить работать в рамках проекта.
Возможности (В)	Угрозы (У)
1. Использование инновационной инфраструктуры НИ ТПУ. 2. Появление дополнительного спроса на новые продукты. 3. Повышение стоимости конкурентных разработок.	1. Появление более эффективных разработок у конкурентов. 2. Развитая конкуренция технологий производства. 3. Введение запретов на использование программного обеспечения.

Второй этап анализа состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. В соответствии с этим была построена интерактивная матрица проекта, представленная в Таблица :

Таблица 29. Интерактивная матрица проекта.

Сильные стороны проекта				
Возможности проекта		C1	C2	C3
	B1	+	+	+
	B2	+	+	0
	B3	+	+	+
Сильные стороны проекта				
Угрозы проекта		C1	C2	C3
	У1	+	+	0
	У2	+	+	0
	У3	0	+	0
Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	-	-	+
	B2	-	-	-
	B3	-	-	-
Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	0	+	-
	У2	-	-	-
	У3	-	-	-

В результате анализа интерактивной матрицы проекта, представленной в таблице 4.3, были определены следующие сильные коррелирующие стороны и возможности: B1C1C2C3; B2C1C2 и B3C1C2C4.

Корреляция сильных сторон и угроз: У1C1C2; У2C1C2 и У3C2.

Корреляция слабых сторон проекта и его возможностей: B1Сл3.

Корреляция слабых сторон и угроз: У1Сл2.

Третьим этапом анализа была составлена итоговая матрица SWOT-анализа, приведённая в Таблица 3030.

Таблица 30. Итоговая матрица SWOT-анализа

	Сильные стороны НИР С1. Экономичность и энергоэффективность технологии разработки. С2. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями. С3. Наличие бюджетного финансирования.	Слабые стороны НИР Сл1. Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных кадров. Сл2. Отсутствие необходимого оборудования для проведения практического испытания разработок. Сл3. Отсутствие инжиниринговой услуги, способной обучить работать в рамках проекта.
Возможности В1. Использование инновационной инфраструктуры НИ ТПУ. В2. Появление дополнительного спроса на новый продукт. В3. Повышение стоимости конкурентных разработок.	1. Повышение эффективности разрабатываемого продукта путём использования инноваций. 2. Выбор грамотной рыночной стратегии по продвижению проектируемого продукта. 3. Сохранение доступной для потребителя цены на проектируемый продукт.	1. Создание инжиниринговой услуги, способной обучить работать в рамках проекта с разработанным продуктом в короткие сроки.
Угрозы У1. Появление более эффективных разработок у конкурентов. У2. Развитая конкуренция разработок схем технологий производства. У3. Введение запретов на использование программного обеспечения.	1. Следование тенденции к снижению стоимости продукта. 2. Наиболее эффективное использование инфраструктуры и оборудования, доступных для разработки продукта. 3. Анализ цен на продукты конкурентов, результирующий в формирование цены разрабатываемого продукта.	1. Использование предварительных тестов разработки непосредственно на производстве компаний-партнеров НИ ТПУ, а также компаний-заказчиков. 2. Разработка собственных моделирующих систем, способных обезопасить разработку от внешних факторов и усилить конкурентоспособность.

В результате проведения SWOT-анализа установили, что проектируемый продукт обладает рядом достоинств, среди которых основными являются повышенная эффективность, относительно разработок конкурентов, а также низкая цена. Таким образом, в ходе продвижения продукта на рынке необходимо постоянно совершенствовать разработку технологических схем путем постоянных вложений в научные исследования,

разработки собственных моделирующих систем, но при этом придерживаться ценовой политики, позволяющей потребителям приобретать продукт по доступной цене. Сохранению относительно низкой цены способствует вовлечение в исследования бюджетных средств.

Слабые же стороны разработки возможно компенсировать постоянным анализом внешней и внутренней среды, в соответствии с которым и разрабатывать стратегию продвижения продукта на рынке, а также разработкой обучающего модуля для компаний-заказчиков, начинающих использование нашего продукта. Сохранение низкой цены на продукт для потребителя, использование научной базы НИ ТПУ является основными конкурентными преимуществами данной разработки.

9.3 Планирование исследовательских работ

В данном разделе подробно рассматривает план проведения этапов и работ, составляющих научное исследование, а также представляется распределения данных работ между исполнителями.

Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведён в **Ошибка! Источник ссылки не найден.31**.

Таблица 31. Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Исполнитель
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
	2	Выбор направления исследования	Руководитель, студент
	3	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, студент
Теоретические и экспериментальные исследования	4	Составление литобзора ВКР	Студент
	5	Определение возможных направлений переработки, а также возможных продуктов	Руководитель, студент
	6	Разработка технологической схемы с использованием научной литературы	Руководитель, студент
	7	Проведение расчётов технологической схемы с использованием моделирующих программ	Студент
	8	Техническая и энергетическая оценка разработанной схемы	Студент

Обобщение и оценка результатов	9	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, студент
	10	Обсуждение результатов	Руководитель, студент
Разработка технической документации и проектирование	11	Оформление пояснительной записки ВКР	Студент
	12	Рецензирование	Руководитель
Защита ВКР	13	Презентация	Студент
	14	Защита ВКР	Студент

Трудоемкость выполнения проекта оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, поскольку зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{minі} + 2t_{maxі}}{5},$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко-дни;

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни;

$t_{maxі}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости, определяется продолжительность каждой i -ой работы в рабочих днях T_{pi} , учитывая параллельность выполнения работ разными исполнителями, для последующего определения заработной платы, по следующей формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Чі},$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, рабочие дни;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дни;

$Чі$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, человек.

Перевод длительности каждого из этапов работ из рабочих дней в календарные дни используется следующая формула:

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

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – календарный коэффициент.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}},$$

где $T_{\text{кал}}$ – общее количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – общее количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – общее количество праздничных дней в году.

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - (T_{\text{вых}} + T_{\text{пр}})} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48$$

Временные показатели проведения научного исследования представлены в Таблица 32.

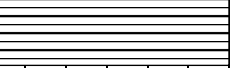
Таблица 32. Временные показатели проведения научного исследования.

Наименование этапа	Исполнитель	Трудоёмкость работ, человеко-дни			T_{pi} , дни	T_{ki} дни
		t_{min_i}	t_{max_i}	$t_{ожид_i}$		
Составление и утверждение технического задания	Руководитель	1	5	2,6	2,6	4
Выбор направления исследования	Руководитель	3	5	3,8	3,8	10
	Студент	3	5	3,8	3,8	10
Календарное планирование работ по теме	Руководитель	1	7	3,4	3,4	5
Составление литературного обзора ВКР	Студент	5	15	9	9	13
Определение возможных направлений переработки, а также возможных продуктов	Руководитель	7	21	12,6	12,6	19
	Студент	10	30	18	18	27
Разработка технологической схемы с использованием научной литературы	Руководитель	30	50	38	38	56
	Студент	40	60	48	48	71

Проведение расчётов технологической схемы с использованием моделирующих программ	Студент	14	30	20,4	20,4	30
Техническая и энергетическая оценка разработанной схемы	Студент	10	20	14	14	21
Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель	3	7	4,6	4,6	7
	Студент	2	5	3,2	3,2	5
Обсуждение результатов	Руководитель	3	5	3,8	3,8	6
	Студент	3	5	3,8	3,8	6
Оформление пояснительной записки ВКР	Студент	10	18	13,2	13,2	20
Рецензирование	Руководитель	6	8	6,8	6,8	10
Презентация	Студент	4	7	5,2	5,2	8
Защита ВКР	Студент	1	1	1	1	1
Итого:	Руководитель			96	117	
	Студент			140	212	

На основе таблицы временных показателей проведения научного исследования был построен календарный план-график проведения НИОКР по теме (Таблица 1). Для удобства месяца в диаграмме были разбиты на декады (10 дней).

Таблица 133. Календарный план-график проведения НИОКР.

Наименование этапа	Исп.	T_k кал. дни	Продолжительность работ																							
			Ноябрь			Дек.			Янв.			Фев.			Март			Апрель			Май			Июнь		
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Составление и утверждение технического задания	Р	4																								
Выбор направления исследования	Р	10																								
	С	10																								
Календарное планирование работ по теме	Р	5																								
Составление литературного обзора ВКР	С	13																								
Определение возможных направлений переработки, а также возможных продуктов	Р	19																								
	С	27																								
Разработка технологической схемы с использованием научной литературы	Р	56																								
	С	71																								

- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- затраты на научные и производственные командировки;
- контрагентные расходы;
- накладные расходы.

9.4.1 Расчёт материальных затрат НТИ

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$З_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m Ц_i \cdot N_{расх,i},$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расх,i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования;

$Ц_i$ – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов;

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы, принимаем равным 0,20.

Сумма и составляющие материальных затрат представлены в Таблица 34. Общие материальные затраты составили 1305 руб.

Таблица 34. Материальные затраты на реализацию НТИ.

Материал	Единица измерения	Количество единиц материала, $N_{расх,i}$			Цена за единицу, $Ц_i$, руб.	Затраты на материалы, ($З_m$), руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3		Исп.1	Исп.2	Исп.3
Тетрадь	Шт.	1	1	1	30	30	30	30
Ручка	Шт.	1	1	1	20	20	20	20
Карандаш	Шт.	2	1	1	10	20	10	10
Картридж для принтера	Шт.	1	1	1	300	300	300	300
Бумага	Кол-во листов	100	96	104	0,5	60	48	52
Электроэнергия	кВт*ч	250	300	280	3,5	875	1050	980
Итого:						1305	1458	1392

9.4.2 Расчёт затрат на специальное оборудование для научных работ

Затраты, связанные с приобретением специального оборудования, необходимого для проведения работ по теме исследования, приведены в Таблица

Таблица 35. Расчёт бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ.

Наименование оборудования	Единица измерения	Количество, N _{расх,i}			Цена за единицу, Ц _i , тыс.руб.	Затраты на оборудование, (З _м), тыс. руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3		Исп.1	Исп.2	Исп.3
ПО MicrosoftOffice	Шт.	1	1	1	2,5	2,5	2,5	2,5
ПО Honeywell UniSim Design	Шт.	1	1	1	3	3	3	3
Персональный компьютер	Шт.	1	1	1	50	70	70	70
Итого:						55,5	55,5	55,5

Также необходимо провести расчёт амортизационных отчислений. Расчёт проводится по следующей формуле:

$$З_a = \frac{H_a \cdot З_m}{365} \cdot T = \frac{0,33 \cdot 55500}{365} \cdot 248 = 12444,$$

где $З_m$ – балансовая стоимость оборудования, руб.;

$H_a = \frac{1}{n} = \frac{1}{3} = 0,33$ – годовая норма амортизации;

T – время в днях, выделенное на выполнение работы (248 дней).

9.4.3 Основная заработная плата исполнителей проекта

В данном разделе приводится расчёт основной заработной платы исполнителей исследования (

Таблица 36. 236).

Заработная плата $З_{зп}$ одного работника рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп},$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата, руб.;

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{\text{осн}}$).

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

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{р}},$$

где $T_{\text{р}}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}},$$

где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала раб. дней;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года.

При отпуске в 28 раб. дня – $M = 11,2$ месяца, 5-дневная рабочая неделя.

При отпуске в 56 раб. дней – $M = 10,3$ месяца, 6-дневная рабочая неделя.

Должностной оклад работника за месяц рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}},$$

где $Z_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.; $k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3; $k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок составляет 0,2; $k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для г. Томска).

Таблица 36. 2Расчёт основной заработной платы.

Исполнитель	$Z_{\text{тс}}$, руб	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$, руб	$Z_{\text{дн}}$, руб	$T_{\text{р}}$, раб.дн	$Z_{\text{осн}}$, руб
Руководитель	30 000	0,3	0,2	1,3	58 500	2 586	96	248 256
Студент	12 000	0,3	0,2	1,3	23 400	1 175	140	164 500
Итого:								412 756

Дополнительная заработная плата определяется по формуле:

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} \cdot k_{\text{доп}},$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы, принимаем равным 0,14.

Для руководителя: $Z_{\text{доп}} = 248\,256 \cdot 0,14 = 34\,756$ руб.

Для студента: $Z_{\text{доп}} = 164\,500 \cdot 0,14 = 23\,030$ руб.

9.4.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления) и накладные расходы

Данная статья расходов включает в себя отчисления, установленные нормами законодательства Российской Федерации, в фонд государственного социального страхования (ФСС), пенсионный фонд (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС).

Величина отчислений определяется по формуле:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}),$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд ОМС и социальное страхование), равный 0,30.

Для руководителя: $Z_{\text{внеб}} = 0,30 \cdot (248\,256 + 34\,756) = 84\,850$ руб.

Для студента: $Z_{\text{внеб}} = 0,30 \cdot (164\,500 + 23\,030) = 56\,259$ руб.

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. Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = \sum (1 \div 5)_{\text{статьи}} \cdot k_{\text{нр}},$$

где $k_{\text{нр}} = 0,16$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Сумма накладных расходов представлена в таблице 37.

9.4.5 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Итоговая таблица формирования бюджета исследовательского проекта представлена ниже (**Ошибка! Источник ссылки не найден.**37):

Таблица 37. Расчёт бюджета затрат НТИ.

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	
1. Материальные затраты	1305	1458	1392	Таблица
2. Затраты на специальное оборудование (амортизация)	55500	55500	55500	Пункт
3. Затраты по основной заработной плате	412 756	412 756	412 756	Таблица
4. Затраты по дополнительной заработной плате	57 786	57 786	57 786	Пункт
5. Отчисления во внебюджетные фонды	141 109	141 109	141 109	Пункт
6. Накладные расходы	106952,9	106977,4	106966,9	16% от суммы статей 1÷5
Бюджет НТИ	775408,9	775586,4	775509,9	Сумма статей 1÷6

9.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

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

Формула для расчёта интегрального показателя финансовой эффективности:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}_i} = \frac{\Phi_{\text{р}_i}}{\Phi_{\text{max}}},$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения.

Сравнение происходит между двумя вариантами исполнения разработки: разработка схемы переработки попутного нефтяного газа с использованием моделирующей программы Unisim и разработка схемы переработки попутного нефтяного газа с использованием моделирующей программы Nysys.

Таким образом, $\Phi_{p1} = 775\,409$ руб. – стоимость разработки схемы переработки попутного нефтяного с газа с использованием Unisim (изначальная разработка). $\Phi_{p2} = 780\,409$ с руб. – стоимость разработки схемы переработки попутного нефтяного с газа с использованием Unisim.

$\Phi_{p\text{max}} = 800\,000$ руб. – максимальная стоимость исполнения разработки.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{775\,409}{800\,000} = 0,96;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = \frac{780\,409}{800\,000} = 0,98.$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вычисляется по следующей формуле:

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

где a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i – балльная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путём по выбранной шкале оценивания.

Сравнительная оценка характеристик различных разработок представлена в Таблица .

Таблица 38. Сравнительная оценка характеристик различных разработок.

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	$I_{p-\text{исп.1}}$	$I_{p-\text{исп.2}}$
1. Способствует росту производительности труда	0,10	5	3	0,50	0,30

2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	3	0,75	0,45
3. Энергосбережение	0,15	4	4	0,60	0,60
4. Надежность	0,20	5	3	1	0,60
5. Воспроизводимость	0,25	5	5	1,25	1,25
6. Материалоёмкость	0,15	5	4	0,75	0,6
Итого:	1			4,85	3,8

В представленной Таблица исполнение 1 обозначает использование при разработке схемы переработки попутного нефтяного газа программы Unisim, а исполнение 2 предполагает Hysys.

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

$$I_{\text{исп.}i} = \frac{I_{\text{р-исп.}i}}{I_{\text{финр}}},$$

$$I_{\text{исп.1}} = \frac{4,85}{0,96} = 5,05; \quad I_{\text{исп.2}} = \frac{3,80}{0,98} = 3,88.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта (Таблица 39) и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{ср}}$):

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп.1}}}{I_{\text{исп.2}}};$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{5,05}{3,88} = 1,30.$$

Таблица 39. Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Исполнение 1	Исполнение 2
1.	Интегральный финансовый показатель разработки	0,96	0,98
2.	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,85	3,80
3.	Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки	5,05	3,88

Анализируя результаты сравнения показателей двух разработок, можно сделать вывод, что изначально предлагаемая разработка является более эффективной.

В данном разделе был выполнен анализ сильных и слабых сторон разработки схемы переработки попутного нефтяного газа, выявление возможностей и опасностей для реализации на существующем предприятии, оценили конкурентоспособность разработки в сравнении с уже существующими разработками.

В результате выполненного анализа, можно сделать вывод, что разработка не уступает аналогам, поэтому является пригодной к исполнению.

10. Социальная ответственность

Трудовой кодекс РФ предусматривает обеспечение права каждого работника на справедливые условия труда, в том числе на условия труда, отвечающие требованиям безопасности и гигиены, права на отдых, включая ограничение рабочего времени, предоставление ежедневного отдыха, выходных и нерабочих праздничных дней, оплачиваемого ежегодного отпуска.

Охрана труда и безопасность жизнедеятельности регулируется рядом нормативно-правовых, законодательных актов. На государственном уровне контроль над безопасностью труда осуществляет Госэнергонадзор, Федеральная инспекция труда, Государственный архитектурно-строительный надзор, Государственный пожарный надзор, Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, имеющие в субъектах РФ региональные службы и отделения.

Безопасность жизнедеятельности – это комплекс мероприятий организационно-технического характера, которые направлены на создании безопасных и комфортных условий труда на предприятии, позволяя снизить или исключить производственный травматизм. Для обеспечения комфортных условий труда поддерживается требуемая, качественная освещенность рабочих мест и производственных помещений, вентиляция, производится своевременное удаление пыли и отходов производства, поддерживается нормальная температура в помещениях. Лицом, ответственным за выполнение условий безопасности труда на предприятии, проводится инструктаж по правилам техники безопасности на предприятии в целом и при работе с конкретным оборудованием, а также обучение персонала и проверка знаний правилах безопасности. Охрана труда на предприятии также включает в себя обеспечение персонала инструкциями по технике безопасности, оснащение рабочих мест плакатами и наглядными пособиями по работе с оборудованием и изображениями, визуализирующими наиболее опасные места на

производстве и действия, предотвращающие производственный травматизм [17].

10.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Так как основная работа над проектом проводилась за персональным компьютером, то логично предположить, что правовые нормы и рекомендации, предусмотренные законодательством, будут изложены в разделах, посвящённых рабочим местам, где работа проводится сидя.

Основными документами, регламентирующими правила работы компьютером, являются соответствующие пункты трудового кодекса РФ, СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [18], ТОО Р-45-084-01 [19], а также ГОСТ 12.2.032-78 [19].

Соблюдение предписаний, указанных в нормативных документах, перечисленных в предыдущем абзаце, является обязательным, так как игнорирование специфики условий, в которых проводятся работы (работа с персональным компьютером), может привести к ухудшению здоровья сотрудников: частые головные боли, потеря аппетита, болевые ощущения в области шеи и поясницы и т. п.

Согласно 1 разделу в Приложении 7 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 процесс разработки схемы переработки попутного нефтяного газа в виду трудовой деятельности можно отнести к группе В – творческая работа в режиме диалога с ПЭВМ.

Часто ухудшения состояния работника при работе с компьютером связаны с недостаточной, а то и вовсе отсутствующей, эргономикой рабочего пространства, то есть всего того, что связано с организацией рабочего места сотрудника. Данные показатели регламентируются СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 и ГОСТ 12.2.032–78.

Помимо эргономики крайне важное положение занимает организация режима работы: максимально возможное время работы за смену не должно превышать 6 часов; должны быть предусмотрены перерывы продолжительностью 10 минут после каждых 45 минут работы;

продолжительность непрерывной работы за компьютером по СанПиН не должна превышать 1 час или 2 часа (по ТОИ).

Таким образом, все требования, касающиеся организации рабочего места и режима работы, представленные в нормативных документах, были соблюдены.

10.2 Производственная безопасность

Возможные опасные и вредные факторы, согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [20], связанные с работой на персональном компьютере (ПЭВМ), приведены в таблице 40.

Таблица 40. Возможные опасные и вредные факторы

Факторы по ГОСТ 12.0.003-2015	Этапы работы			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Недостаточное освещение	+	+	+	– СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение». Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 – СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»
2. Напряжённость труда	+	+	+	СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»
3. Неудовлетворительный микроклимат	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
4. Поражение электрическим током	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов
5. Статические физические перегрузки	+	+	+	СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03. Санитарно-эпидемиологические

				правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»
6. Пожаровзрывоопасность	+	+	+	ГОСТ 12.4.009-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание.

5.2.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов

1) Недостаточное освещение.

Отсутствие или недостаток освещённости способны пагубно сказаться на работе зрительного аппарата трудящегося и повлиять на его самочувствие и трудоспособность, например, привести к головным болям.

Согласно 4 разделу СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03 эксплуатировать ПЭВМ в помещениях, в которых отсутствует естественное освещение, возможно только при наличии соответствующих расчётов, обосновывающих соответствие нормам освещения и безопасность их деятельности для здоровья работников. В противном же случае, естественное и искусственное освещение должно соответствовать действующей нормативной документации, то есть СП 52.13330.2016 [21].

Основные нормируемые показатели по СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03 представлены в таблице 41.

Таблица 41. Нормируемые показатели освещения [18].

Показатель	Значение
Освещённость на поверхности стола	300–500 лк
Освещённость поверхности экрана	не более 300 лк
Яркость светящихся поверхностей, находящихся в поле зрения	не более 200 кд/м ²
Яркость бликов на экране ПЭВМ	не более 40 кд/м ²
Яркость потолка	не более 200 кд/м ²
Яркость светильников в зоне углов излучения от 50 до 90°	не более 200 кд/м ²

Коэффициент запаса (Кз) для осветительных установок общего освещения	1,4
Коэффициент пульсации	не более 5 %

Условия труда по световому фактору в рабочем помещении (учебной аудитории) соответствуют требованиям СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03.

2) Напряжённость труда

Монитор персонального компьютера является источником постоянного излучения, которое имеет вредоносное влияние на зрительную функцию трудящегося. Для снижения вреда для работника от данного фактора СанПиН предусмотрены допустимые параметры экрана, которые отражены в таблице 42.

Таблица 42. Допустимые визуальные параметры устройств отображения информации

Параметр	Допустимое значение
Яркость белого поля	Не менее 35 кд/м ²
Неравномерность яркости рабочего поля	Не более 20 %
Контрастность (для монохромного режима)	3:1
Пространственная нестабильность изображения (непреднамеренное изменение положения фрагментов изображения экрана)	Не более $2 \cdot 10L - 4L$, где L – расстояние наблюдения

Также для минимизации перегрузки зрительного аппарата необходимо учитывать нормы освещённости и расположения персонального компьютера, которые перечислены в разделе «Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности».

Источниками нервно-психических нагрузок при работе на персональном компьютере могут быть любые факторы: несоблюдение норм микроклимата, монотонность труда, умственное перенапряжение, связанное с высокой информационной нагрузкой и т. д.

Для предупреждения перечисленных факторов СанПиН устанавливает обязательные перерывы при работе, которые входят в общее рабочее время: при продолжительности рабочего дня 8 часов сумма времени на перерывы составляет от 50 минут, если же рабочее время составляет более 12 часов, то время, отведённое на перерывы, – от 80 до 140 минут [18].

3) Неудовлетворительный микроклимат

В перечень регулируемых метеорологических факторов, оказывающих влияние на человека и его работоспособность, относятся: температура, относительная влажность воздуха и скорость движения воздуха.

Оптимальные значения показателей микроклимата, регламентируемые СанПин, представлены в таблице 43

Таблица 43 – Оптимальные характеристики микроклимата [22].

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia (до 139)	22–24	21–25	60–40	0,1
	Iб (140–174)	21–23	20–24	60–40	0,1
Тёплый	Ia (до 139)	23–25	22–26	60–40	0,1
	Iб (140–174)	22–24	21–25	60–40	0,1

Указанные выше условия возможно осуществить применением систем вентиляции, кондиционирования и обогрева помещения.

Условия труда по микроклимату соответствуют допустимым.

4) Поражение электрическим током

Аудитория, согласно ПУЭ (правила устройства электроустановок), относится к классу без повышенной опасности.

Источниками электрической опасности в данном случае могут быть:

- оголённые части проводов, находящихся под напряжением
- отсутствие заземления;
- электростатическое напряжение.

Меры, способные свести к минимуму вероятность поражения работника электрическим током:

1. Защитное заземление;
2. Изоляция, ограждение и обеспечение недоступности токоведущих частей;
3. Применение малого напряжения и двойной изоляции;
4. Использование предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;
5. Устройства защитных отключений питания [23].

Условия труда в аудитории по электробезопасности соответствуют требованиям ПУЭ и ПТЭ.

5) Статические физические перегрузки

Так как работа на персональном компьютере связана с продолжительными статическими нагрузками – работник находится в сидячем положении длительное время – то СанПиН выдвигает следующие требования, касающиеся эргономики рабочего места и минимальной физической нагрузки:

- конструкция рабочего стула (кресла) должна позволять изменять рабочую позу работнику с целью снижения статического напряжения мышц шейно-плечевой области и спины;
- тип рабочего стула (кресла) необходимо подбирать согласно росту пользователя, а также характера и продолжительности работы с ПЭВМ;
- рабочий стул (кресло) должен быть подъёмно-поворотным, а также регулируемым по высоте и углам наклона сиденья и спинки;
- рабочий стул (кресло) должен быть оснащён полумягким сиденьем и спинкой, выполненных из нескользящего и слабо электризующегося материала [18].

10.2.1 Выводы на соответствие допустимым условиям труда согласно специальной оценке условий труда

Таким образом, в результате проверки рабочего пространства, а именно 131 и 133 аудитории 2-го корпуса ТПУ, можно сделать вывод, что основные требования, касающиеся эргономики рабочего места, были соблюдены.

В аудитории присутствуют необходимое оборудование (кондиционер, система вентиляции, отопительная система), которое обеспечивает все перечисленные требования к микроклимату.

Все рабочие места обеспечены высококачественным вычислительным оборудованием, а именно безопасными для зрительного аппарата ЖК-мониторами. Рабочие кресла также соответствуют необходимым требованиям: оборудованы удобными для работы сидениями и спинками, которые позволяют изменять угол наклона, а следовательно, и рабочую позу.

10.3 Экологическая безопасность

В данной работе в результате анализа не обнаружено:

- Воздействие на селитебную зону
- Воздействие на литосферу
- Воздействие на гидросферу
- Воздействие на атмосферу

10.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Одним из важнейших факторов в безопасности жизнедеятельности людей является подготовленность к чрезвычайным ситуациям. Чрезвычайная ситуация – это совокупность таких обстоятельств, которые сопровождаются разрушениями зданий, сооружений, материальных ценностей, поражения и гибелью людей.

Наиболее возможная чрезвычайная ситуация для данного объекта исследования – это пожары.

Элементы электронных систем в современных компьютерах размещены с довольно высокой плотностью. Расположение в непосредственной близости друг от друга соединительных проводов и коммуникационных кабелей также вызывает опасность. Электрический ток, протекающий по ним, выделяет значительное количество теплоты. В отдельных узлах она повышается 80-100 °С. Это значит, что в соединительных проводах может возникнуть процесс оплавления изоляции или их оголения. Следствием этого становится короткое замыкание, которое сопровождается

искрением. А это - недопустимые перегрузки элементов электронных схем. Их перенагревание дает сгорание в виде разбрызгивающихся искр. Чтобы отвести избыточное тепло от компьютера используют системы кондиционирования и вентиляции воздуха. Однако этими системами обеспечивается подача кислорода, который способен быстро распространять огонь, поэтому подобные системы становятся дополнительной пожарной опасностью в машинных залах и других помещениях.

Учитывая всё вышесказанное, аудитория, оснащённая персональными компьютерами, относится к категории пожароопасных «В».

Так как в помещениях, оснащённых электрическими приборами, недопустимо использование воды и пены ввиду опасности повреждения или полного выхода из строя дорогостоящего электронного оборудования, то аудитория должна быть оснащена исправными углекислотными (ОУ-3 – 1 шт.) и порошковыми огнетушителями (ОП-3 – 1 шт.). Документом, регулирующим положения, касающиеся пожарной безопасности рабочего помещения, выступает ГОСТ 12.4.009-83 [24].

Согласно ФЗ-123, НПБ 104-03 «Проектирование систем оповещения людей о пожаре в зданиях и сооружениях» рабочее помещение также должно быть оборудовано пожарными извещателями, которые в случае возникновения пожара, могут оповестить работников о его появлении. В качестве извещателей могут быть использованы дымовые и фотоэлектрические извещатели, характеризующиеся высокой скоростью и надёжностью срабатывания.

Пожарная безопасность при работе с компьютером предусматривает осторожность при обслуживающих, ремонтных и профилактических работах, так как во время таких работ использование различных смазочных материалов, легковоспламеняющихся жидкостей, прокладок, временных электропроводок крайне опасно, как и проведение пайки и чистки отдельных узлов и деталей. Избежать дополнительной пожарной опасности поможет соблюдение соответствующих мер пожарной профилактики.

Необходимо проводить инструктажи для персонала по пожарной безопасности, обучение использования средств пожаротушения, а также проводить учебные эвакуации.

10.5 Выводы и рекомендации по разделу

Проанализировав условия труда на рабочем месте, где была разработана ВКР, можно сделать вывод, что компьютерный класс удовлетворяет необходимым нормам и в случае соблюдения техники безопасности и правил пользования компьютером работа в данном помещении не приведет к ухудшению здоровья работника.

Само помещение и рабочее место в нем удовлетворяет всем нормативным требованиям. Кроме того, действие вредных и опасных факторов сведено к минимуму.

Относительно вопроса об экологической безопасности можно сказать, что деятельность в помещении не представляет опасности окружающей среде.

Во избежание негативного влияния на здоровье необходимо делать перерывы при работе с ЭВМ и проводить специальные комплексы упражнений для глаз.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе были рассмотрены схемы переработки попутного нефтяного газа с ЦПС Повховского месторождения разделением на товарные продукты.

Спроектированы три вида технологических схем: с использованием метода низкотемпературной сепарации, с использованием метода низкотемпературной ректификации и с использованием метода низкотемпературной масляной абсорбции.

Произведена проверка качества полученных продуктов, а именно сухого газа, пропан-бутана автомобильного и пентан-гексановой фракции для изомеризации. Также были выявлены капильные и эксплуатационные расходы на производство.

Анализируя полученные схемы, было выявлено, что самым выгодным и универсальным вариантом переработки попутного нефтяного газа является схема с использованием метода низкотемпературной ректификации, капитальные затраты которой составили 9483 тыс.у.е., а средний выход целевых компонентов в полученных продуктах составил 97,87 % масс.

Переработка попутного нефтяного газа является важным и необходимым элементом нефтегазового промысла. Разделение ПНГ позволяет нефтегазовым компаниям реализовать ценный углеводородный ресурс как продукт на нефтегазовом рынке, тем самым усилить коммерциализацию производства и минимализировать вредный фактор добычи нефти.

Список использованной литературы

1. Библиотека Института современного развития. «Исследование состояния и перспектив направлений переработки нефти и газа, нефте- и газохимии в РФ. – М.:Экон-информ, 2011. – 806с.
2. Книжников А.Ю, Пусенкова Н. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России. – Москва, 2009. – Выпуск 1. – С. 2-6.
3. Сигиневич Д.А., Ефимова А.Н. Переработка попутного нефтяного газа как ресурс развития газонефтехимической отрасли в Российской Федерации // Вестник Евразийской науки, №5, 2018. – 14 с.
4. Хартуков Е. Попутный газ: проблема или ценное сырье? // Нефть России. 2018. №1-2. С. 31-36.
5. Брагинский О.Б., Куницына Н.Н., Горлов А.В. Рациональное использование углеводородного сырья в нефтегазовом комплексе России / Препринт # WP/2015/314. – М.: ЦЭМИ РАН, 2015. – 80 с. (Рус.).
6. Кириллов В.В. Опыт Правительства Российской Федерации и нефтяных компаний по эффективному использованию попутного нефтяного газа / Доклад Руководителя Росприроднадзора на Региональной конференции по странам Европы и Центральной Азии / Официальный сайт Федеральной Службы по надзору в сфере природопользования РФ (РОСПРИРОДНАЗДОР).
7. А.Ю. Книжников, А.М. Ильин Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России – 2017 // Обзор. Всемирный фонд дикой природы (WWF). М., 2017. 32 с.
8. В. А. Щерба, А. Ш. С. Гомес, К. А. Воробьев Проблемы и перспективы утилизации попутного нефтяного газа в Российской Федерации // Проблемы региональной экологии. 2019. №1. [Электронный ресурс]: - Режим доступа [www.URL: https://cyberleninka.ru/article/n/problemy-i-perspektivy-utilizatsii-poputnogo-neftyanogo-gaza-v-rossiyskoy-federatsii](https://cyberleninka.ru/article/n/problemy-i-perspektivy-utilizatsii-poputnogo-neftyanogo-gaza-v-rossiyskoy-federatsii).
9. Берлин М. А., Гореченков В. Г., Волков Н. П. Переработка нефтяных и природных газов. – М.: Химия, 1981 г. - 472 с., ил.

10. А. Дж. Кидни, У. Р. Парриш, Д. Маккартни. Основы переработки природного газа : пер. с англ. яз. 2-го изд. под ред. О. П. Лыкова, И. А. Голубевой. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2014. – 664 с., ил.
11. Бочкарен, В. В. Оптимизация химико-технологических процессов : учеб, пособие для бакалавриата и магистратуры / В. В. Бочкарев. – М. : Издательство Юрайт, 2016. – 263 с. – Серия: Университеты России.
12. Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей: Справочное пособие / Пер. с англ. под ред. Б. И. Соколова. — Л.: Химия, 1982. — 592 с., — Нью-Йорк, 1977.
13. СТО Газпром 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. – М.: 2010.
14. ГОСТ Р 52087-2018 Газы углеводородные сжиженные топливные. Технические условия.
15. А.Г. Касаткин. Основные процессы и аппараты химической технологии: Учебник для вузов. – Стереотипное издание. Перепечатка с девятого издания 1973 г. – М.: Альянс, 2014. – 752 с.
16. Couper JR, Penney WR, Fair JR, Walas SM. Chemical Process Equipment – Selection and Design (3rd Edition).
17. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.
18. ТОИ Р-45-084-01 Типовая инструкция по охране труда при работе на персональном компьютере.
19. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
20. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Поправками).
21. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.

22. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимат производственных помещений.

23. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

24. ГОСТ 12.4.009-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание.