

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Отделение Отделение химической инженерии
Направление подготовки (специальность) 18.03.01. «Химическая технология»
Профиль Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Разработка модернизированной схемы подготовки попутного нефтяного газа УДК 665.612.2

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д53	Федорова Наталья Витальевна		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОКД ИШНКБ	Романова Светлана Владимировна	К.Х.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
«Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов»	Кузьменко Елена Анатольевна	К.Т.Н., доцент		

Запланированные результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P1	Применять базовые и специальные, математические, естественнонаучные, социально-экономические и профессиональные знания в профессиональной деятельности
P2	Применять знания в области современных химических технологий для решения производственных задач
P3	Ставить и решать задачи производственного анализа, связанные с созданием и переработкой материалов с использованием моделирования объектов и процессов химической технологии
P4	Разрабатывать новые технологические процессы, проектировать и использовать новое оборудование химической технологии, проектировать объекты химической технологии в контексте предприятия, общества и окружающей среды
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области современных химических технологий
P6	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность, выводить на рынок новые материалы , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на химико-технологическом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.
<i>Общекультурные компетенции</i>	
P7	Демонстрировать знания социальных, этических и культурных аспектов профессиональной деятельности.
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.
P9	Активно владеть иностраным языком на уровне, позволяющем разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности.
P10	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, демонстрировать лидерство в инженерной деятельности и инженерном предпринимательстве , ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Отделение Отделение химической инженерии
Направление подготовки (специальность) 18.03.01. «Химическая технология»
Профиль Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов

УТВЕРЖДАЮ:
Ответственный за реализацию профиля
Кузьменко Е.А.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Д53	Федорова Наталья Витальевна

Тема работы:

Разработка модернизированной схемы подготовки попутного нефтяного газа	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-83/с от 28.02.2020 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

19 мая 2020 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>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></p>	<p><u>Газокомпрессорная станция:</u> -сырье – попутный нефтяной газ.; -производительность на входе – 4,285 млн. нм³/сут; -производительность на выходе – 4,030 млн. нм³/сут; -режим работы – непрерывный. <u>Режим работы ректификационной колонны:</u> -давление верха 2005-2030 кПа; -температура верха 86°С; -давление куба 2050 кПа; -температура куба 180°С; -уровень кубовой части 375 мм.</p>
--	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) Введение. 2) Подготовка ПНГ на газокompрессорной станции: общая характеристика и назначение ГКС. 3) Методы повышения эффективности работы ГКС. 4) Цели и задачи работы. Необходимость модернизации установки подготовки газа для повышения качества продукции. 5) Характеристика компьютерной программы UniSim Design. 6) Составление схемы газокompрессорной станции в UniSim Design. 7) Составление ректификационной колонны в UniSim Design. 8) Обсуждение результатов: сравнение технологических схем и используемого оборудования, оценка и сравнение текущих затрат на функционирование технологических схем, прогноз состава продуктов. 9) Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 10) Социальная ответственность. 11) Заключение.
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) Блок-схема компрессорной станции. 2) Содержание нормативных документов, регламентирующих качество СУГ и газового конденсата. 3) Примеры аппаратов, используемых для подготовки газа. 4) Технологическая схема компрессорной станции, разработанная в UniSim Design. 5) Варианты модернизированной технологической схемы компрессорной станции, разработанные в UniSim Design. 6) Показатели качества продукции модернизированной технологической схемы.
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Рыжакина Т.Г., доцент, кандидат экономических наук</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Романова С.В., старший преподаватель отделения ОД ШБИП</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>—</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>01.03.2020 г.</p>
--	-----------------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Доцент ОХИ ИШПР</p>	<p>Юрьев Егор Михайлович</p>	<p>к.т.н.</p>		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>3-2Д53</p>	<p>Федорова Наталья Витальевна</p>		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Д53	Федорова Наталья Витальевна

Институт	Электронного обучения	Кафедра	ТОВПМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов

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

1. Стоимость ресурсов проекта: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Бюджет затрат НИИ 3015829,7 руб.; Размер основной заработной платы руководителя проекта 41850 руб.; Размер основной заработной платы дипломника 53805 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Число календарных дней в году – 366; Продолжительность выполнения проекта – 51 дней; Дополнительная заработная плата – 15% от основной; Районный коэффициент – 30%; Премимальный коэффициент – 30%; Накладные расходы – 16% от суммы всех расходов.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Социальные отчисления – 27,1%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала проекта	Проанализировать конкурентные технические решения.
2. Разработка устава научно-технического проекта	Составить SWOT-анализ.
3. Планирование процесса управления проектом: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Структура работ в рамках НИИ. Определение трудоемкости работы. Разработка графика проведения НИИ. Бюджет НИИ. Расчет материальных затрат НИИ. Расчет заработной платы исполнителей НИИ.
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Расчет интегральных финансовых показателей, интегральных показателей эффективности разработки. Сравнительная эффективность НИИ

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<ol style="list-style-type: none"> 1. Оценка конкурентоспособности технических решений 2. Матрица SWOT 3. Альтернативы проведения НИИ 4. График проведения и бюджет НИИ 5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИИ
--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	Кандидат экономических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д53	Федорова Наталья Витальевна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Д53	Федорова Наталья Витальевна

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	<i>Объект исследования - газокompрессорная станция; Область применения - газоперерабатывающая промышленность.</i>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<i>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)</i>
2. Производственная безопасность:	<i>- отклонение показателей микроклимата; - повышенный уровень шума; - недостаточная освещенность рабочей зоны; - повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.</i>
3. Экологическая безопасность:	<i>- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).</i>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<i>- взрыв, пожар, разрыв трубопровода; - протечки в запорно-регулирующей арматуре или в аппаратах; - сбой в работе системы электроснабжения; - при возникновении ЧС в первую очередь необходимо сообщить в пожарную охрану и скорую помощь. - прекращение подачи сырья; - отсечь аварийный участок; - отцепить территорию лентой и выставить необходимые знаки.</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель отделения ОД ШБИП	Романова Светлана Владимировна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д53	Федорова Наталья Витальевна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 94 страницы, 30 рисунков, 20 таблиц, 28 литературных источников.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, газокompрессорная станция, газовый конденсат, сжиженный углеводородный газ, моделирование

Цель работы – модернизация технологической схемы газокompрессорной станции.

Объектом исследования является попутный нефтяной газ.

В результате проведенных исследований была построена модель газокompрессорной станции. Предложены варианты изменения схемы и рассчитан технологический процесс с предлагаемыми изменениями. Проанализированы эти варианты и сравнить между собой с текущей схемой по эффективности.

Область применения – нефтегазовая промышленность.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

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

Сухой отбензиненный газ (СОГ) - это газ, характеризующийся резким преобладанием в его составе метана, сравнительно невысоким содержанием этана и низким содержанием тяжелых углеводородов;

Газовый конденсат (ГК) - смесь жидких углеводородов, конденсирующихся из природных газов;

Пропан-бутановая фракция (ПБФ) - газообразная углеводородная смесь, состоящая из пропана и бутанов с примесями углеводородных и неуглеводородных компонентов, получаемая на установках газофракционирования;

ГКС - Газокомпрессорная станция;

УПН - установка подготовки 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.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 Подготовка ПНГ на газокompрессорной станции.....	12
1.1 Общая характеристика и назначение ГКС	13
1.2 Участок входа	14
1.3 Участок компримирования.....	21
1.4 Участок осушки газа	23
1.5 Участок подготовки.....	26
1.6 Участок ректификации	29
2 Методы повышения эффективности работы ГКС.....	33
2.1 Извлечение тяжелых углеводородов методом низкотемпературной сепарации	36
2.2 Извлечение тяжелых углеводородов методом низкотемпературной конденсации	38
2.3 Стабилизация газового конденсата ректификацией.....	41
2.4 Качество сырья и готовой продукции ГКС	44
3 Экспериментальная часть.....	49
3.1 Актуальность производства сжиженных углеводородных газов	50
3.2 Характеристика компьютерной программы UniSim Design	51
3.3 Составление газокompрессорной станции в UniSim Design	53
3.4 Создание ректификационной колонны в UniSim Design	57
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	64
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	64
4.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	67
4.3 Бюджет научного исследования.....	71
5 Социальная ответственность	79
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности... ..	80
5.2 Экологическая безопасность	85
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	87
Заключение	90
Список использованной литературы.....	92

ВВЕДЕНИЕ

Устойчивое развитие страны связано не только с использованием новых технологий и оборудования, но и с эффективным и рациональным использованием природных ресурсов, в том числе углеводородных. Попутный нефтяной газ является одним из таких ресурсов, который до недавнего времени рассматривался не как ценное сырье, а как побочный продукт добычи нефти, который утилизировали путем сжигания на факелах [1].

Попутный нефтяной газ (ПНГ) – это природный углеводородный газ, растворенный в нефти или находящийся в «шапках» нефтяных и газоконденсатных месторождений [2]. Главным отличием от природного газа служит то, что попутный нефтяной газ в своем составе содержит не только метан и этан, но и большая доля пропанов, бутанов а также пары более тяжелых углеводородов.

В настоящее время вопрос рационального использования попутного нефтяного газа в том числе с целью увеличения доли переработки на отечественных газонефтехимических предприятиях растет, этому способствует политика, проводимая руководством страны. Так с 1 января 2012 года вступило в силу постановление правительства, которое предусматривает повышение ставок платы за выбросы в воздух от сжигания, а также повышение платы при сжигании ПНГ и загрязнение окружающей среды [3].

Уже сегодня степень утилизации ПНГ доведена до высоких значений и тут появляется другая задача – не просто утилизировать ПНГ, а, если есть возможность, производить на его основе ценные смеси углеводородов. Поэтому в данной работе мы будем рассматривать возможность реконструкции установки подготовки газа для производства качественных пропан-бутановой смеси и газового конденсата.

1 Подготовка ПНГ на газокompрессорной станции

Попутный нефтяной газ (ПНГ) получается 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.) [4].

Алканы $C_1 - C_4$ - это и есть метан, этан, пропан, бутан и изобутан, все они входят в состав природных, газоконденсатных и нефтяных попутных газов. Природные газы добывают с чисто газовых месторождений. Они состоят в основном из метана (93...99 % мас.) с небольшой примесью его гомологов, углеводородных компонентов: сероводорода, диоксида углерода, азота и редких газов (He, Ar и др.).

Подготовка газа

Подготовка газа на газовых и газоконденсатных месторождениях имеет ряд особенностей. Уменьшение пластового давления в течение времени эксплуатации снижает давление сырого газа на входе в установку его подготовки. Для поддержания требуемого давления приходится со временем устанавливать дополнительное оборудование (дожимные компрессоры, насосы, сепараторы). Изменяется во времени и состав добываемого газа по мере падения пластового давления. Растет концентрация легких (до C_4) и падает концентрация тяжелых (C_5 и выше) углеводородов в газе и газовом конденсате. Задачами промысловой подготовки газа являются его очистка от капельной влаги, для осушки газа и его очистки от азота, углекислого газа и сернистых соединений, а также на газоконденсатных месторождениях — для отделения от газа сырого газового конденсата и его стабилизации, т. е. с целью подготовки газа и газового конденсата к транспорту в крупные центры переработки — ГПЗ и НПЗ. Так же очистка от

взвешенной капельной жидкости (газовый конденсат и вода) и мелких частиц горной породы, т. е. газ является дисперсной системой с дисперсной жидкой и твердой фазами. Для их отделения применяют физическую сепарацию в гравитационных, инерционных, центробежных и низкотемпературных сепараторах. Выбор типа сепаратора зависит от предъявляемых требований к процессу и от исходных характеристик газового потока. Смесь конденсата и воды со сборных пунктов и сепараторов поступает в разделители — отстойники, где воду отделяют от сырого газового конденсата. Стабилизацию сырого газового конденсата с целью удаления из него наиболее легких углеводородов C_3 — C_5 проводят в стабилизаторах — ректификационных колоннах. Стабильный газовый конденсат должен иметь давление насыщенных паров не более 67—93 кПа (500—700 мм рт. ст.) для его дальнейшей транспортировки в обычных железнодорожных цистернах для бензина [5].

Эти процессы характерны для ГКС потому что требования к качеству состава сухого газа для перекачки очень высоки.

1.1 Общая характеристика и назначение ГКС

Лугинецкая газокomppressorная станция АО «Томскнефть» ВНК (рисунок 1.1) предназначена для компримирования и осушки смешанных потоков газов с выработкой сухого отбензиненного газа для подачи в магистральный трубопровод «Лугинецкое – Парабель», а также для извлечения из газа жидких углеводородов: пропан – бутановой фракции в виде сжиженного газа и углеводородного конденсата C_{5+} . Газокomppressorная станция введена в эксплуатацию в июне 2002 года [7].

В состав компрессорной станции входят:

- участок входа газа;
- участки компримирования газа;
- участок осушки газа;
- подготовка газа;
- участок ректификации.

Режим работы компрессорной станции – непрерывный в течение года с периодическими остановами для проведения технического обслуживания и проведения капитального ремонта.

Максимальная производительность станции на входе (в расчете на сухой газ) составляет 4,285 млн. $\text{нм}^3/\text{сутки}$ (нм^3 определяются при температуре $0\text{ }^\circ\text{C}$ и $101,3\text{ кПа}$.).

Производительность по выработке сухого отбензиненного газа составляет 4,030 млн. нм^3 .

Гарантированная производительность станции на входе составляет 2,285 млн. $\text{м}^3/\text{сут}$.

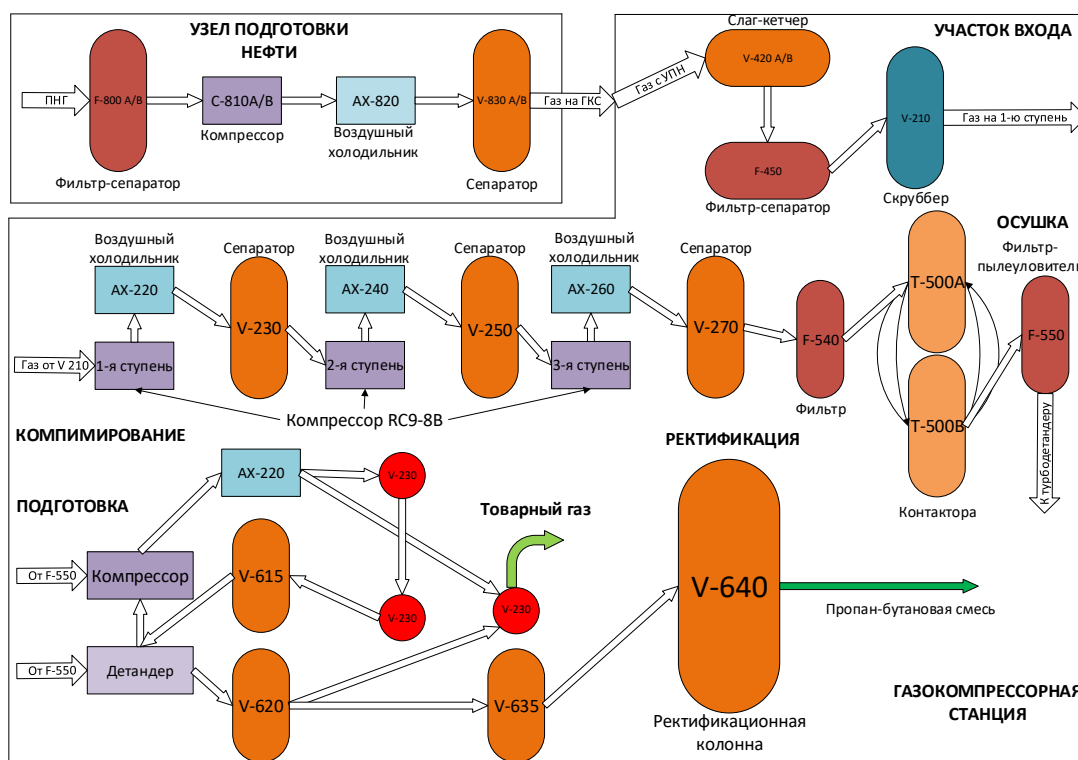


Рисунок 1.1 – Блок-схема подготовки газа на ГКС

1.2 Участок входа

Назначение участка входа заключается в приеме сырьевого газа из трубопроводов, отделении порций жидкости, которые могут быть сконденсированы в трубопроводе, подаче свободного от жидкости сырьевого газа к главным компрессорам и возврате воды и углеводородов, накопленных в станции, в установки подготовки нефти (УПН). УПН состоит из фильтр-

сепараторов, компрессорных установок, воздушного холодильника и сепараторов.

Назначение бустерной компрессорной установки состоит в перекачке сырьевого газа от установки подготовки нефти к главной газоконпрессорной станции (ГКС), расположенных на расстоянии 1,6 км друг от друга.

Газ при температуре от $+20^{\circ}\text{C}$ до $+30^{\circ}\text{C}$ и под избыточным давлением 105 кПа проходит через фильтры-сепараторы УПН (F-800А/В). Для каждого компрессора предусмотрены отдельные фильтры-сепараторы.

Фильтр-сепаратор предназначен для удаления жидкости и механических примесей из газа. Состоит из двух секций: секции очистки от механических примесей и секции улавливания жидкости, разделенных глухой перегородкой. Фильтр имеет два дренажных патрубка, жестко соединенных с конденсатосборником, разделенным глухой перегородкой на два отсека: для приема жидкости и механических примесей, которые затем удаляются через автоматическую систему дренирования.

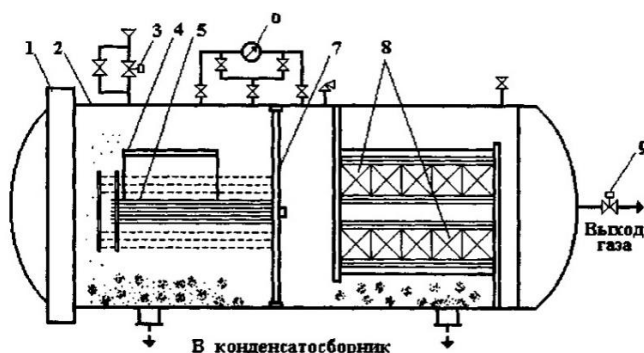


Рисунок 1.2.1 - Фильтр-сепаратор: 1- быстроседействующий затвор; 2- фильтр-сепаратор; 3 - входной шаровый кран; 4 - отбойный козырек; 5 - фильтроэлементы; 6 - указатель давления; 7 - перегородка; 8 - удалители тумана; 9 - выходной шаровый кран

Фильтр работает следующим образом (рисунок 1.2.1). Газ через входной патрубков (3) и отбойный козырек (4) поступает в фильтрующую секцию (5), где происходит очистка от механических примесей. Затем через перфорированные отверстия в корпусе фильтрующих патронов поступает во вторую секцию. В секции туманоотделителя (8) влага, которая находится в газе в виде мелкой пыли, улавливается сетчатыми пакетами,

коагулируется и стекает через дренажный патрубок в конденсатосборник. Для обеспечения устойчивой работы в зимнее время сепаратор снабжен электрообогревом нижней части аппарата, конденсатосборника [7].

Далее очищенный газ направляется к двум компрессорам (С-810А/В), где давление его увеличивается с 2 до 250 кПа изб. компрессоры принудительного нагнетания, винтового типа производства фирмы “Howden Compressors Limited”, с электроприводом мощностью 800 л.с. (597 кВт). Каждый бустерный компрессор рассчитан на 55% максимального ожидаемого расхода газа. Компрессоры рассчитаны на максимальное давление нагнетания газа 285 кПа изб.

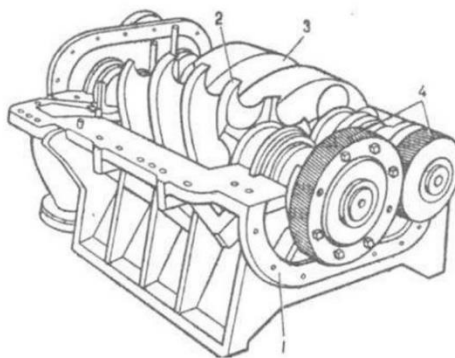


Рисунок 1.2.2 - Винтовой компрессор: 1-корпус; 2,3-ведущий и ведомый винтовые роторы; 4-шестерни

Принцип действия каждого винтового агрегата (рисунок 1.2.2) основан на перемещении жидкости вдоль винтовой оси внутри камеры. Ось образуется между поверхностью корпуса и винтовыми канавками путем вхождения винтовых выступов в смежные канавки. Благодаря такому принципу работы, внутри прибора создается замкнутое пространство, которое не позволяет жидкости перемещаться назад из прибора [8].

Для каждого компрессора предусмотрена встроенная система смазки и уплотнения. Система смазки обеспечивает подачу масла к подшипникам, к редуктору и системе охлаждения роторов. Система смазочного масла состоит из резервуара смазки с регулируемым термостатом электронагревателем, двух насосов с приводами, сдвоенного масляного фильтра и холодильника смазочного масла.

Газы, выходящие из каждого компрессора при 117°С объединяются, а затем поступают в концевой воздушный холодильник компрессора (АХ-820), в котором тепло компримирования снимается. Температура выходящего газа поддерживается на уровне 30-40°С.

Аппарат воздушного охлаждения (АВО/АХ), в которых в качестве охлаждающего агента используется поток атмосферного воздуха, нагнетаемый специально установленными вентиляторами.

Компоновка аппарата воздушного охлаждения газа зависит от взаимного расположения теплообменных секций и вентилятора. Теплообменные секции могут располагаться вертикально, горизонтально, наклонно и зигзагообразно. В результате существуют различные компоновки: АВГ – горизонтальная (рисунок 1.2.3), АВВ - вертикальная, АВЗ - зигзагообразная, АВШ - шатровая, АВМ - малопоточная.

На рассматриваемой мной ГКС используется АВГ, так как эта компоновка упрощает монтажно-ремонтные работы, обеспечивает более равномерное распределение воздуха по секциям. Недостаток этой компоновки в том, что она занимает большую площадь на компрессорной станции.

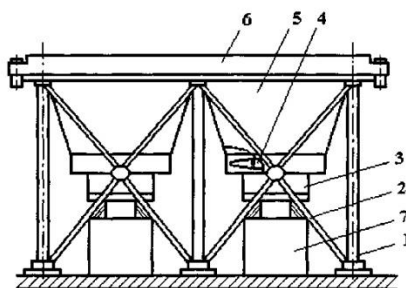


Рисунок 1.2.3 - Аппарат воздушного охлаждения газа горизонтальный:

1 - панели металлоконструкций; 2 - крестообразные связи; 3 - двигатель; 4 - колесо вентилятора; 5 - диффузор с коллектором; 6 - трубная секция; 7 - фундамент электродвигателя

Работает АВО следующим образом. На опорных металлоконструкциях закреплены трубчатые змеевиковые теплообменные секции. По трубам под рабочим давлением проходит газ. Через

межтрубное пространство принудительно с помощью двух вентиляторов с электроприводами прокачивается воздух. За счет теплообмена с перемещаемым потоком воздуха происходит охлаждение [7].

Кроме этого интенсивность теплосъема можно регулировать, меняя расход прокачиваемого воздуха изменением угла наклона лопастей вентилятора. Для этого в аппаратах воздушного охлаждения предусмотрены механизм дистанционного поворота лопастей с ручным или пневматическим приводом и жалюзи, установленные над теплообменными секциями. Жалюзийные заслонки можно поворачивать вручную или автоматически с помощью пневмопривода [9].

В зимнее время возможна опасность переохлаждения конденсируемого в аппарате продукта. Во избежание этого под теплообменными секциями можно устанавливать змеевиковый подогреватель воздуха, выполненный также из оребренных труб [10].

После холодильника поток газа с температурой 30-40°C поступает в сепаратор (V-830). Сепараторы – это устройства, предназначенные для разделения газовых, жидкостных и твердых фаз. Сепараторы являются одними из основных аппаратов технологических процессов промышленной переработки газа и газового конденсата на газовых и газоконденсатных месторождениях. Газовые сепараторы используют для отделения от природного газа капель газового (углеводородного) конденсата и воды, а также твердых частиц, выносимых из пласта потоком флюида [11].

В зависимости от требований по содержанию капельной жидкости и механических примесей, предъявляемых к отсепарированному газу, на установках сепарации пластовой смеси используют различные по конструкции и эффективности сепарационные устройства. По принципу действия эти устройства делятся на: гравитационные - осаждение дисперсных частиц в гравитационных сепараторах происходит под действием сил тяжести; центробежные сепараторы для отделения жидкости от газа используются центробежные силы, возникающие в

предварительно закрученном потоке газа; комбинированные, а также инерционные (насадочные).

Газовые сепараторы инерционного типа используются на установках низкотемпературной сепарации в качестве входных, промежуточных и конечных ступеней сепарации. В промышленной практике могут использоваться различные конструкции инерционных сепараторов, отличающиеся друг от друга типом сепарационных элементов, их компоновкой, а также расположением патрубков входа и выхода газа. Газовые сепараторы с центробежными сепарационными элементами применяют на установках промысловой подготовки и переработки природного газа и газового конденсата. Так же, как и сепараторы с инерционными элементами, они применяются в качестве входных, промежуточных и конечных сепараторов и предназначены для удаления из природного газа жидкой фазы и твердых частиц (рисунок 1.2.4).

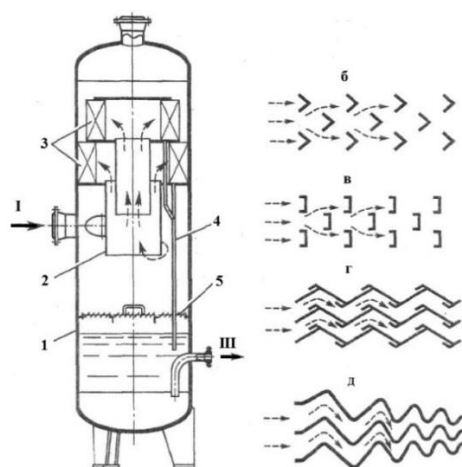


Рисунок 1.2.4 - Принципиальная схема инерционного сепаратора:

а – общий вид; б – д – типы каплеуловительной насадки: б – уголковая; в – желобчатая; г – жалюзийная с карманами для сбора частиц; д – жалюзийная с переменными геометрией и сечением каналов; 1 – корпус; 2 – распределительное устройство; 3 – пакеты каплеуловительной насадки; 4 – труба для отвода жидкости; 5 – успокоительная решетка. Поток: I – исходный газ; II – очищенный газ; III – жидкость

Газожидкостный поток через штуцер поступает в аппарат на отбойную пластину, на которой происходит частичное отделение от газа

крупных капель жидкости и, получив тангенциальное отклонение, поток газа закручивается вокруг оси аппарата. При этом крупные капли жидкости под воздействием центробежной силы осаждаются на стенках корпуса сепаратора 1 и стекают в сборник жидкости. Для преобразования поступательного движения потока во вращательное в сепараторах используют завихрители или центробежные элементы различных конструкций. Попадая в центробежные прямоточные элементы 6, газовый поток очищается от капельной жидкости и через штуцер выводится из аппарата. В результате действия центробежных сил из газового потока можно выделить более мелкие капли жидкой фазы, чем при использовании сепарационных устройств инерционного типа [11].

На нагнетании компрессора поток газа с УПН поступает по подземному трубопроводу к компрессорной станции. Давление в пределах технологических границ УПН обычно составляет 200 кПа изб.

Поток газа проходит через слаг-кетчеры V-420А и V-420В, где удаляются жидкости, такие как углеводороды и/или вода. Слаг-кетчер (пробкоуловитель) - это резервуарное оборудование, используемое в нефтегазовой промышленности, в котором на выходе из трубопровода собираются газовые или жидкостные пробки (слаги). В трубопроводах, которые транспортируют газ и жидкость в виде 2-х фазного потока, может образоваться газовая или жидкостная пробка. Под действием силы тяжести жидкости будут иметь тенденцию оседать на дно трубопровода, в то время как газы занимают верхнюю секцию трубопровода.

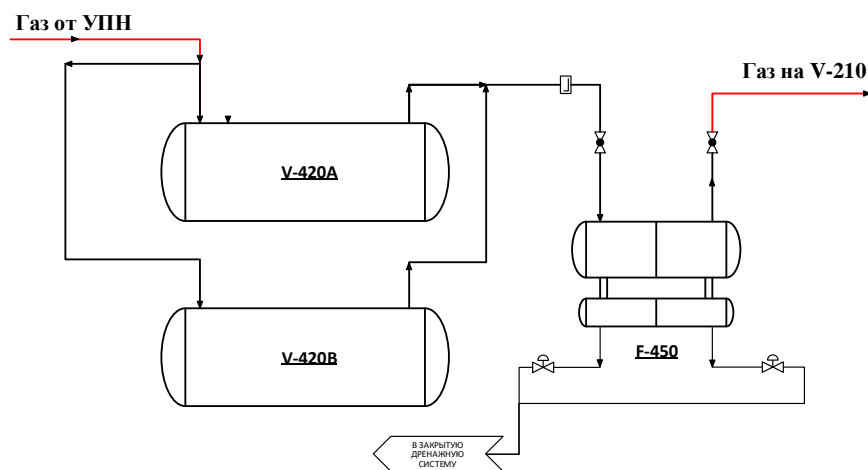


Рисунок 1.2.5. Принципиальная технологическая схема входа ГКС

Поток газа с V-420A/B проходит через фильтр-сепаратор (F-450) (рисунок 1.2.5), где любые твердые частицы и свободные жидкости коалесцируют и сбрасываются в замкнутую дренажную систему.

1.3 Участок компримирования

Компрессия и конденсация — процессы сжатия газа компрессорами и охлаждения его в холодильниках с образованием двухфазной системы газа и жидкости. С повышением давления и понижением температуры выход жидкой фазы возрастает, причем сконденсировавшиеся углеводороды облегчают переход легких компонентов в жидкое состояние, растворяя их. Обычно применяют многоступенчатые (2, 3 и более) системы компрессии и охлаждения, используя в качестве хладагентов воду, воздух, испаряющиеся аммиак, пропан или этан. Разделение сжатых и охлажденных газов осуществляют в газосепараторах, откуда конденсат и газ направляют на дальнейшее фракционирование методами ректификации или абсорбции [10].

Главный компрессор изготовлены фирмой Cooper Rolls, модель RC6S/RC9-8B, и приводятся в действие газовыми турбинами типа Coberra 2648. Компрессор спроектирован в двухкорпусном исполнении. Первая ступень сжатия выполнена в задней камере второго корпуса (RC9-8B). Вторая ступень сжатия выполнена в первом корпусе (RC6S), а последняя ступень сжатия выполнена в передней камере второго корпуса (RC9-8B). Корпус, вмещающий вторую ступень сжатия имеет горизонтальный разъем.

Корпус, вмещающий первую и третью ступени сжатия представляет собой неразъемный цилиндрический корпус компрессора. В цилиндрическом неразъемном корпусе компрессора первая и третья ступени сжатия разделяются перегородкой.

При расчетных условиях эксплуатации мощность, потребляемая компрессором, составляет 13555 кВт с +4% допуском, при нормальной рабочей скорости 9793 об/мин. Газовая турбина рассчитана на выходную мощность 14188 кВт при температуре окружающей среды 15°C, с нулевым допуском, при скорости силовой турбины 5775 об/мин. Между компрессором и силовой турбиной установлен повышающий редуктор. В Компрессорах использованы сухие газовые уплотнения, и утечка сжатого газа исключительно мала. Любого рода утечки удаляются из здания компрессорной посредством вентиляции.

Поток газа из фильтра-сепаратора (F-450) проходит через скруббер на входе главного компрессора (V-210), где удаляются все свободные жидкости. Газ поступает в первую ступень главного компрессора (С-200) при температуре 33°C и давлении 65 кПа изб, где давление повышается до 406 кПа изб. Газ, выходящий из 1-ой ступени поступает в 1-ый промежуточный холодильник (АХ-220) при температуре 117°C, где отводится тепло сжатия (рисунок 1.3.1).

Газ с 1-го промежуточного холодильника (АХ-220) при температуре 40°C объединяется с газом с фильтра-сепаратора высокого давления (F-430). Смешанный поток поступает в 1-ый промежуточный сепаратор (V-230) при температуре 32°C, где любые свободные жидкости удаляются по сигналу от регулятора уровня. Поток газа из V-230 поступает на вторую ступень сжатия, где давление увеличивается до 1821 кПа изб. Газ, выходящий из второй ступени сжатия, поступает во второй промежуточный холодильник.

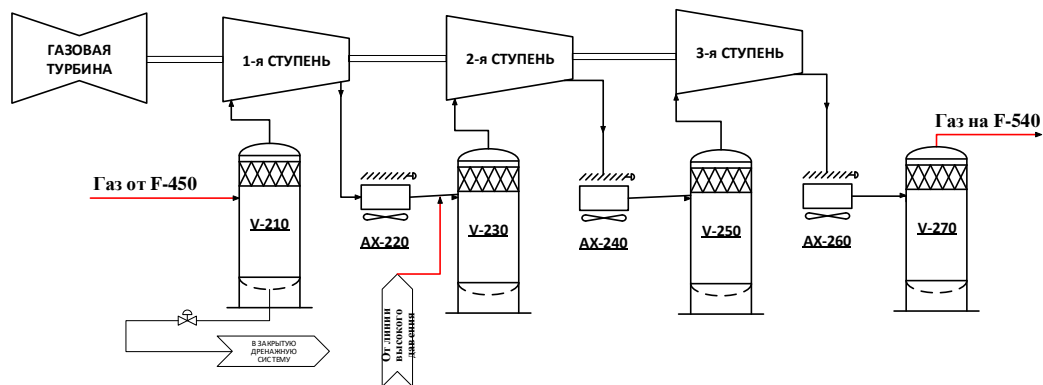


Рисунок 1.3.1 - Принципиальная технологическая схема участка компримирования

Затем поток поступает во второй промежуточный сепаратор (V-250), из которого по сигналу регулятора уровня удаляются все свободные жидкости. Поток газа поступает на третью ступень сжатия, где давление увеличивается до 6750 кПа изб. Газ на выходе из третьей ступени при температуре 156°C поступает в холодильник на выходе компрессора (АХ-260), где отводится тепло сжатия.

Поток газа, выходящий из АХ-260 при температуре 40°C, поступает в сепаратор (V-270), из которого по сигналу регулятора уровня удаляются все свободные жидкости. Поток сжатого газа с линий работающего компрессора при давлении 6700 кПа изб. и температуре 40°C перед поступлением в узел осушки на основе молекулярного сита.

1.4 Участок осушки газа

Адсорбенты-осушители, применяемые в промышленных установках, должны обладать следующими свойствами: достаточной поглотительной способностью; обеспечивать низкое остаточное содержание влаги в газе; полнотой и простотой регенерации; механической прочностью (не разрушаться под действием массы собственного слоя); прочностью от истираемости (не измельчаться от движения газа в слое адсорбента); стабильностью упомянутых показателей при многоцикловой работе. Основным показателем, характеризующим адсорбент, является его активность в отношении поглощаемого компонента. При контактировании адсорбента с газом адсорбент постепенно насыщается. Полное насыщение адсорбента в статических

условиях соответствует его равновесной активности и является предельным значением его поглотительной емкости. Количество поглощенного вещества в рабочих условиях адсорбентом всегда ниже его динамической активности и именуется статической поглотительной емкостью. Для осушки газа в промышленных установках чаще всего применяются силикагели и молекулярные сита. Адсорбенты-осушители должны обладать высокой поглотительной способностью по отношению к воде, легкой регенерируемостью, механической прочностью и др.

Адсорбенты - высокопористые твердые вещества с развитой удельной поверхностью от 200—1000 м²/г (активные угли имеют 600—1700 м²/г) и объемом пор 0,20—1,02 см³/г и больше. Микропоры адсорбентов имеют эффективный радиус 0,5—1,5 нм (1 нм = 1 нанометр = 10⁻⁹ м = 0,001 мкм), соизмеримый с размером молекул адсорбируемых веществ. Адсорбируемое вещество транспортируется к микропорам через переходные поры (с эффективным радиусом от 1,5 до 200 нм), в которых адсорбционный эффект проявляется не во всем их объеме, а лишь на небольшом расстоянии от стенок этих пор. Процесс адсорбции сводится к заполнению пор адсорбента поглощаемым веществом. Адсорбционная (поглотительная) способность адсорбентов снижается с повышением температуры, поэтому регенерацию (десорбцию) насыщенных адсорбентов производят чаще всего повышением температуры.

На данной ГКС используются синтетические цеолиты (молекулярные сита) NaA. Это адсорбенты, размеры пор которых соизмеримы с размерами молекул. Наиболее широкое распространение получили синтетические молекулярные сита, полученные на основе щелочноземельных алюмосиликатов. За счет катионного обмена обеспечиваются однородные размеры пор в адсорбенте. Эти свойства обеспечивают так называемое "молекулярное просеивание" отдельных молекул. Сильнее всего из смеси адсорбируются компоненты, обладающие наибольшим дипольным моментом. Синтетические цеолиты - самый

дорогой адсорбент. Они обеспечивают очень низкую точку росы при высокой адсорбционной способности, прочны при контакте с капельной влагой [9].

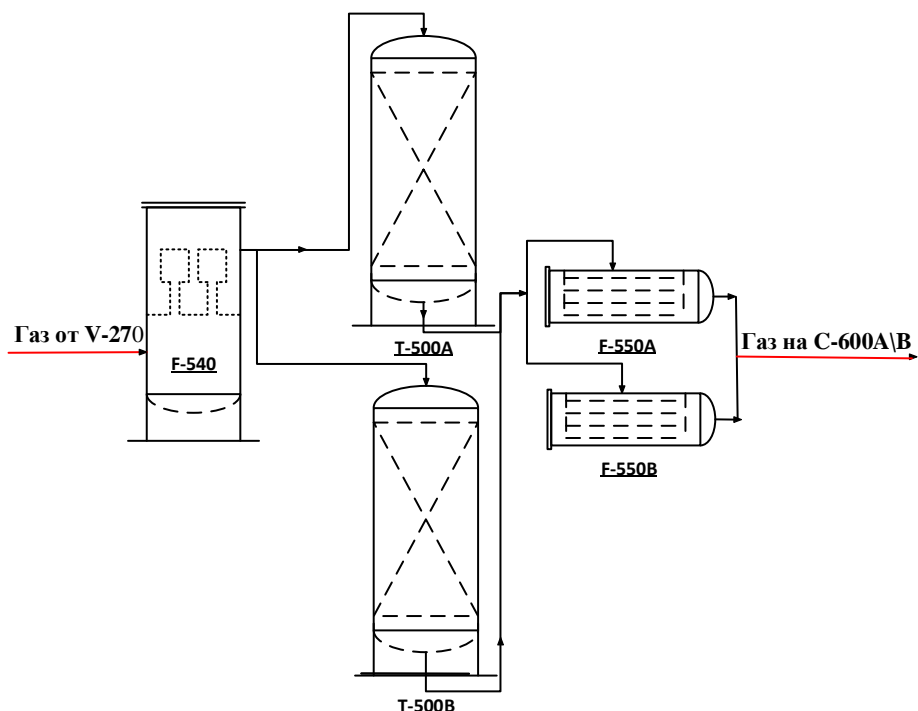


Рисунок 1.4.1 - Принципиальная технологическая схема участка осушки газа

Адсорбционная установка (рисунок 1.4.1) включает следующие аппараты: фильтр-сепаратор (F-540 и F-550A/B) влажного газа (так как обычные адсорбенты разрушаются в присутствии капельной влаги), две или три адсорбционные колонны (T-500A/B), для десорбирующего агента: высокотемпературный нагреватель газа, холодильник газа, сепаратор газа и др. В адсорбере поглотитель расположен одним или несколькими слоями (в зависимости от механической прочности и гидравлического сопротивления слоя адсорбента). В режиме адсорбции осушаемый газ проходит слой поглотителя сверху вниз, а в режиме десорбции горячий газ — десорбирующий агент проходит через слой поглотителя снизу вверх. Если время режима адсорбции больше времени режима десорбции и охлаждения адсорбента, используют два аппарата, в каждом из которых попеременно идет процесс адсорбции, а потом (после автоматического переключения с помощью клапанов на трубопроводах) — процесс

десорбции. Если же время адсорбции меньше времени десорбции, то используют три аппарата, в которых в одном идет процесс адсорбции, во втором — процесс десорбции и в третьем— охлаждение адсорбента, режим работы аппаратов автоматически переключается. Эксплуатируются адсорберы и с движущимся слоем адсорбента, который с помощью пневмотранспорта поступает последовательно в адсорбер и затем в отдельный аппарат - десорбер [5].

1.5 Участок подготовки

Турбодетандерный агрегат состоит из турбины и компрессора, установленных на одном валу. На турбине при снижении давления газа происходит его расширение, при этом кинетическая энергия быстро движущегося газа превращается в механическую энергию вращения вала, который приводит в движение центробежный компрессор, сжимающий другой газовый поток. Турбодетандер (детандер, или расширительная машина, производящая внешнюю работу) является холодильной машиной, позволяющей охлаждать газ. Понижение температуры углеводородного газа в турбодетандере: например, давление газа снижается от 3,7 на входе до 1,8 МПа на выходе и за счет этого температура газа уменьшается от -51 до -78° С, в другом случае снижение давления газа от 5,9 до 2,0 МПа уменьшает температуру газа от -62 до -98°С. Турбодетандеры имеют сравнительно небольшие габариты. Корпуса их обычно изготавливают из нержавеющей стали, а рабочие колеса турбины и компрессора — из алюминиевых сплавов.

Сухой газ от пылеулавливающих фильтров F-550А/В участка осушки с температурой 40°С и давлением 6700 кПа (изб.) поступает на всас компрессорной части детандер-компрессора С-600 (рисунок 1.5.1).

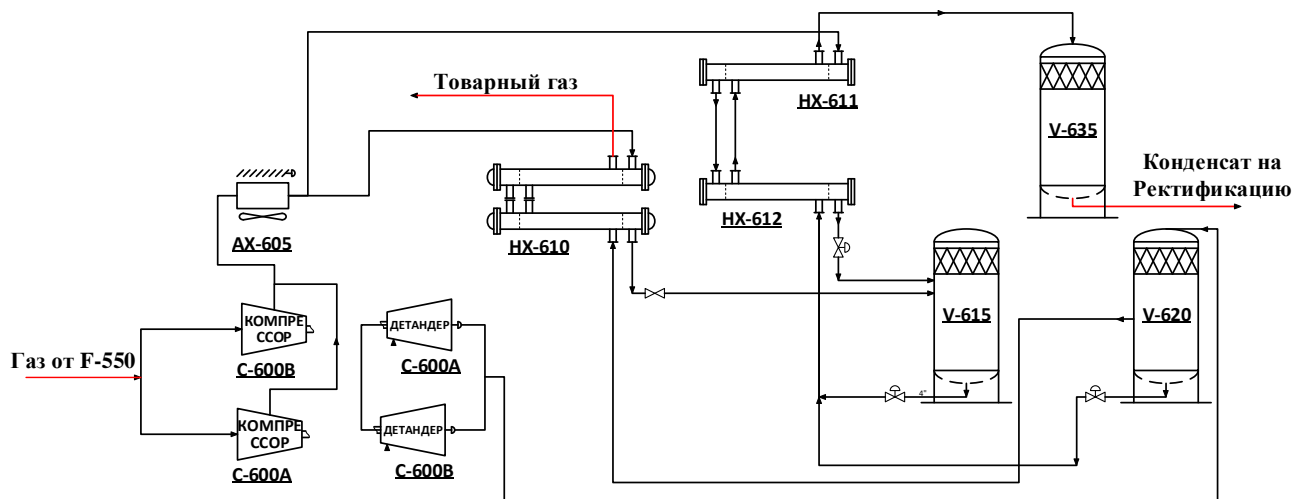


Рисунок 1.5.1 - Принципиальная технологическая подготовки газа

Газ сжимается до давления 7325 кПа (изб.) и температуры 55 °С и поступает далее в холодильник АХ-605, где охлаждается до температуры 40 °С.

После холодильника АХ-605 газ делится на 2 потока.

Основной поток газа проходит по трубному пространству теплообменников НХ-610А/В, где отдаёт тепло встречному потоку холодного газа сепаратора V-620 и далее поступает в сепаратор V-615, где происходит отделение капельной жидкости.

Второй поток газа проходит трубное пространство теплообменника НХ-611, где охлаждается вторичным потоком газа, отходящего из сепаратора V-635 участка фракционирования, до температуры 32°С.

Жидкие продукты сепараторов V-620, V-615, проходя через теплообменники поступают в сепаратор V-635. В сепараторе V-635 происходит отделение из жидкого потока газовой фазы, содержащей метан и этан, поступает в ректификационную колонну.

В аппаратах, где идет нагрев или охлаждение, происходит теплообмен между двумя потоками, при этом один из них нагревается, другой охлаждается. Поэтому их называют теплообменными аппаратами (НХ-610А/В, НХ-611 и НХ-612) вне зависимости от того, что является целевым назначением аппарата – нагрев или охлаждение, какие потоки обмениваются теплом, происходит ли при этом только нагрев и охлаждение

или же теплообмен сопровождается испарением или конденсацией. Общий вид теплообменного аппарата представлен на рисунке 1.5.2.

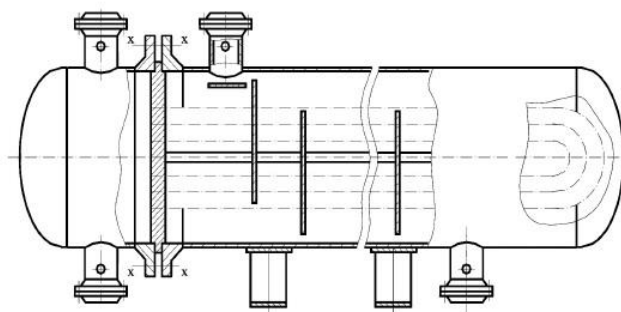


Рисунок 1.5.2 - Кожухотрубчатый теплообменный аппарат

Применительно к нефтеперерабатывающей промышленности, теплообменные аппараты классифицируются по таким основным признакам, как способ передачи тепла и назначение.

В зависимости от способа передачи тепла аппараты делятся на следующие группы:

- поверхностные теплообменные аппараты, в которых передача тепла между теплообменивающимися средами осуществляется через поверхность, разделяющую эти среды;
- аппараты смешения, в которых передача тепла между теплообменивающимися средами происходит путем их соприкосновения.

Для изготовления теплообменных аппаратов смешения требуется, как правило, меньше металла; кроме того, во многих случаях они обеспечивают более эффективный теплообмен. Однако, несмотря на эти преимущества, аппараты смешения часто нельзя использовать вследствие недопустимости прямого соприкосновения потоков [10].

Далее газ поступает в трубное пространство теплообменника НХ-612, где отдаёт тепло встречному потоку жидкости, выходящей из сепараторов V-615, V-620, охлаждаясь при этом до температуры минус $0,6^{\circ}\text{C}$, и поступает в сепаратор V-615. Поток жидкости, нагретый в НХ-612 до температуры 10°C , поступает во входной сепаратор детандеров V-615.

Отделяющаяся в сепараторе V-615 жидкость направляется к теплообменнику НХ-612, а газ, поступает в общий коллектор на вход детандерных частей С-600.

В детандере происходит расширение (дросселирование) газа с давления 7165 кПа (изб.) до давления 5560 кПа (изб.). При этом температура газа понижается от минус 0,6°С до минус 12,7°С.

Газ из детандера поступает в общий коллектор, а оттуда в холодный сепаратор V-620. В холодном сепараторе происходит отделение газа от жидкости. Поток газа из сепаратора V-620 проходит последовательно межтрубные пространства теплообменников НХ-610 и с температурой 34°С и давлением 5400 кПа (изб.) направляется к узлу коммерческого учёта товарного газа.

1.6 Участок ректификации

Ректификационные колонны — аппараты для разделения путем ректификации жидких смесей взаиморастворимых компонентов. Ректификационные колонны широко применяются в различных отраслях промышленности, в частности в нефтегазопереработке для разделения нефти и мазута на установках первичной перегонки нефти (АВТ), бензина на установках вторичной перегонки, углеводородных газов на газофракционирующих установках (ГФУ), продуктов реакций на установках химической переработки углеводородного сырья (каталитический крекинг, термический крекинг, гидрокрекинг, коксование и др.).

В ректификационных колоннах происходит контактирование паровой и жидкой фаз на специальных контактных устройствах — слоенасадки, сетке, тарельчатых конструкциях для требуемой четкости разделения на компоненты.

Ректификационные колонны в зависимости от технологического назначения называются: колонна предварительного испарения; основная

атмосферная колонна; вакуумная колонна; стабилизационная колонна; колонны вторичной перегонки бензинов; отпарные колонны.

Ректификационная колонна представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат, снабженный внутри ректификационными тарелками (насадками) и другими вспомогательными устройствами в виде отбойников различных конструкций, распределителей ввода сырья, перераспределителей потоков, штуцеров для отбора фракций и другим оборудованием. Отбойные устройства устанавливаются в определенных местах по высоте колонн и служат для отделения от паров увлекаемых ими частиц жидкости. Устройства ввода предназначены для обеспечения равномерного распределения по сечению колонны потоков жидкости (сырья, орошения) и паров (парового орошения).

Общий вид колонного аппарата представлен на рисунке 1.6.1, на которых показаны основные его элементы. По типу внутренних контактных устройств различают тарельчатые, насадочные и пленочные колонные аппараты. Области применения контактных устройств определяются свойствами разделяемых смесей, рабочим давлением в аппарате, нагрузками по пару (газу) и жидкости и т. п. В тарельчатых аппаратах контакт между фазами происходит при прохождении пара (газа) сквозь слой жидкости, находящейся на контактном устройстве (тарелке).

В насадочных колоннах контакт между газом (паром) и жидкостью осуществляется на поверхности специальных насадочных тел, а также в свободном пространстве между ними.

Колонные аппараты могут быть оборудованы различными массообменными устройствами. Причем стандартизованный ряд массообменных устройств построен по нормальному ряду колонных аппаратов.

В пленочной колонне фазы контактируют на поверхности тонкой пленки жидкости, стекающей по вертикальной или наклонной поверхности [10].

На данной ГКС применяется тарельчатая колонна.

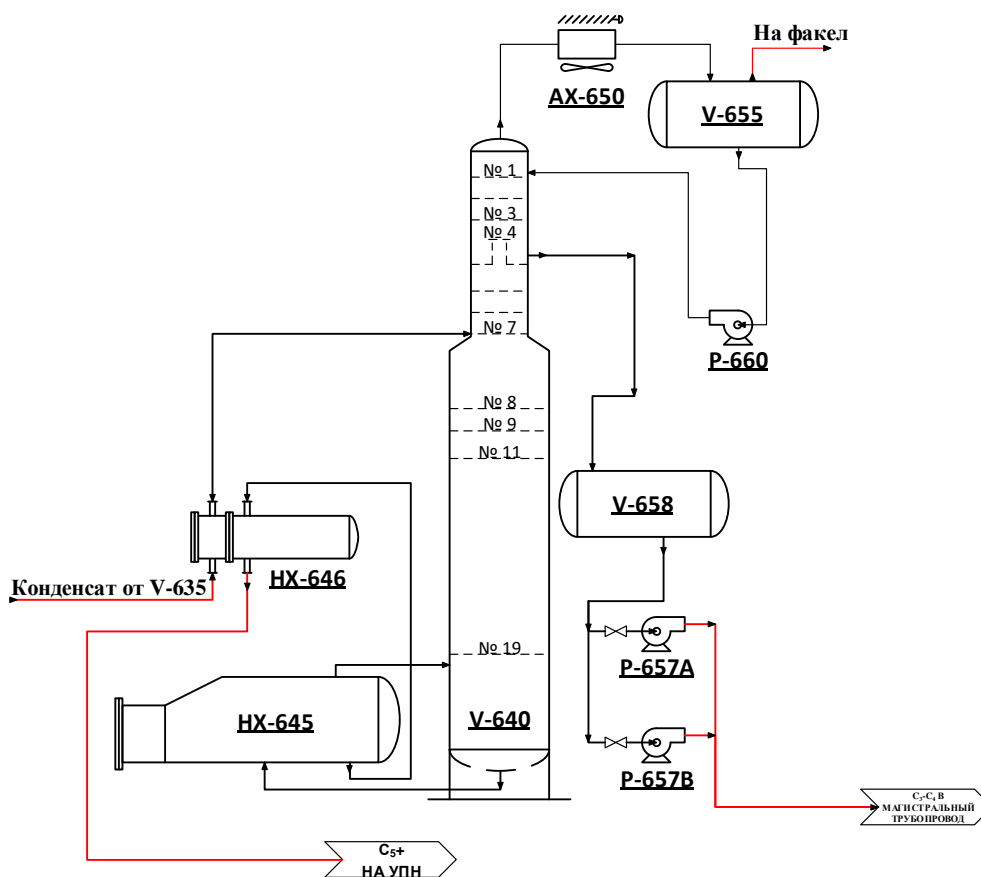


Рисунок 1.6.1 – Принципиальная технологическая схема участка ректификации

Жидкость из сепаратора V- 635 через теплообменник HX-646, поступает в ректификационную колонну V-640.

Назначение колонны – получение пропан-бутановой фракции (C_3/C_4).

Ректификационная колонна V-640 представляет собой 18-тарельчатую колонну, работающую при 180 °С и давлении низа 2050 кПа (изб.). Для подвода тепла в колонну используется ребойлер с паровым пространством HX-645.

Источником тепла для HX-645 служит циркулирующий теплоноситель. Для поддержания давления паров нижнего продукта колонны (углеводороды C_5 и выше) при температуре 38 °С не выше 101 кПа (абс.).

Пары верха колонны при 86°С частично конденсируются в аппарате воздушного охлаждения AX-650.

Далее газожидкостная смесь поступает в накопительную (рефлюксную) ёмкость V-655, где происходит отделение несконденсировавшихся продуктов.

Жидкость из V-655 подаётся к насосу P-660A/B (1 рабочий + 1 резервный), который подаёт часть потока на орошение колонны V-640.

Жидкая фракция C₃/C₄ отбирается с 4-й тарелки ректификационной колонны и самотёком поступает в уравнительную ёмкость V-658, откуда центробежным насосом P-657A/B, а избыток фракции подаётся на всас магистральных насосов P-656 A/B. Магистральный насос P-656A/B откачивает жидкую фракцию C₃/C₄ в магистральный трубопровод.

Кубовый продукт колонны V-640 (углеводородный конденсат C₅+) из ребойлера НХ-645 поступает самотёком в подогреватель питания колонны НХ-646, где отдаёт тепло поступающему на ректификацию в колонну V-640 продукту, и выводится на границу установки для транспорта на УПН.

От эффективности работы технологического оборудования во многом зависит качество и объем выпускаемой продукции, а также безопасность производственного процесса. В этой связи современные технологии переработки углеводородного сырья в сочетании с высокоэффективным аппаратурным обеспечением создают предпосылки для получения высококачественных продуктов и материалов. Технологическое оборудование современного нефтегазоперерабатывающего предприятия предназначено для осуществления основного технологического процесса и выполнения других функций, связанных с подготовкой, перемещением и иным воздействием на исходные, промежуточные, вспомогательные и конечные продукты [10].

Таким образом, ГКС помимо основной функции, производства СОГ, выполняет еще и функцию производства ПБФ и ГК. Качество и расход этих продуктов, очевидно, связан с работой ректификационной колонны. Поэтому в нашей работе мы будем рассматривать способ повышения эффективности работы ректификационной колонны и смежных аппаратов.

2 Методы повышения эффективности работы ГКС

В составе добываемого флюида скважин газовых и газоконденсатных месторождений наряду с газообразными компонентами содержатся также углеводороды (C_{5+} и выше). В зависимости от термобарических условий добычи продукции газовых и газоконденсатных месторождений изменяется их фазовый и компонентный состав. Термобарические условия - (пластовые давления и температура) являются важной характеристикой условий залегания скоплений нефти и газа в земной коре. Температура существенно влияет на свойства нефти и газа в пластовых условиях. С падением пластового давления уменьшается удельное содержание газового конденсата и изменяется его углеводородный состав. Поэтому газовый конденсат даже одного и того же месторождения может иметь различные физико-химические свойства в различные периоды разработки и эксплуатации месторождения. Этот фактор необходимо учитывать при оптимизации технологических условий процесса стабилизации газового конденсата.

Для понимания сущности процесса стабилизации газового конденсата необходимо остановиться на следующих понятиях и определениях.

Конденсат газовый нестабильный – это жидкая смесь, состоящая из парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов широкого фракционного состава (с концом кипения, как правило, не более $420^{\circ}C$), получаемая в результате промыслового разделения продукции скважин газовых и газоконденсатных месторождений на газовую и жидкую углеводородную фазы и содержащая в растворенном виде газообразные углеводороды и неорганические компоненты. Нестабильный газовый конденсат далее направляется на переработку с целью очистки от примесей и выделения углеводородов C_1 – C_4 в соответствии с действующими нормативными документами.

Деметанизированный газовый конденсат – это нестабильный газовый конденсат, из которого удален основной объем метана, отвечающий требованиям соответствующего нормативного документа.

Деэтанализированный газовый конденсат – это нестабильный газовый конденсат, из которого удален основной объем метана и этана, отвечающий требованиям соответствующего нормативного документа. Газ деэтанализации представляет собой газообразную смесь, состоящую из метана и этана с примесями углеводородных и неуглеводородных компонентов.

Депропанализированный газовый конденсат – это нестабильный газовый конденсат, из которого удален основной объем метана, этана и пропана, отвечающий требованиям соответствующего нормативного документа. Газ депропанализации представляет собой газообразную смесь, состоящую из метана, этана и пропана с примесями углеводородных и неуглеводородных компонентов.

Дебутанизированный газовый конденсат (стабильный газовый конденсат) – это газовый конденсат, из которого удален основной объем метана, этана, пропана и бутанов, отвечающий требованиям соответствующего нормативного документа. Газ дебутанизации представляет собой газообразную смесь, состоящую из углеводородов C_1 – C_4 с примесями других углеводородных и неуглеводородных компонентов.

Технологические процессы выделения газовых компонентов из нестабильного газового конденсата называются в общем дегазацией и осуществляются путем снижения давления в системе, повышения температуры или действия обоих факторов одновременно, а также с использованием ректификационных колонн. Процессы дегазации нестабильного газового конденсата подразделяются на следующие: деметанизация, деэтанализация, депропанализация, дебутанизация, стабилизация.

Деметанизация – это технологический процесс извлечения метана из нестабильного газового конденсата.

Деэтанация – это технологический процесс извлечения этана и более летучих компонентов из нестабильного газового конденсата.

Депропанация – это технологический процесс извлечения пропана и более летучих компонентов из нестабильного газового конденсата.

Дебутанизация – это технологический процесс извлечения бутанов и более летучих компонентов природного газа из нестабильного газового конденсата.

Может использоваться как самостоятельный технологический процесс для получения бутанов при предварительной депропанации нестабильного газового конденсата.

Стабилизация (дебутанизация) нестабильного газового конденсата – это технологический процесс выделения легких углеводородов C_1 – C_4 с примесями других углеводородных и неуглеводородных компонентов из нестабильного газового конденсата в соответствии с нормативными документами качества газового конденсата с целью его последующего безопасного хранения, транспортирования, использования. Также процесс стабилизации нестабильного газового конденсата осуществляют для выделения легких углеводородов C_1 – C_4 с целью их последующего разделения и применения.

Использование тех или иных вышеперечисленных технологических процессов дегазации нестабильного газового конденсата определяется поставленными задачами по разработке и эксплуатации газового и газоконденсатного месторождения.

Для дегазации нестабильного газового конденсата в настоящее время используются следующие процессы:

- ступенчатая дегазация;
- ректификация;

- комбинирование процессов сепарации (в том числе низкотемпературной – НТС) и ректификации [11].

2.1 Извлечение тяжелых углеводородов методом низкотемпературной сепарации

Низкотемпературной сепарацией называется процесс однократной конденсации газа при температурах от -10°C до -25°C и разделения образовавшихся равновесных газовой и жидкой фаз. В равновесных газовой и жидкой фазах одновременно присутствуют все компоненты сырьевого газа, но жидкая фаза состоит преимущественно из углеводородов C_{3+} , а газовая – из метана и этана. Принципиальная технологическая схема установки НТС представлена на рисунке 2.1.1 [12].

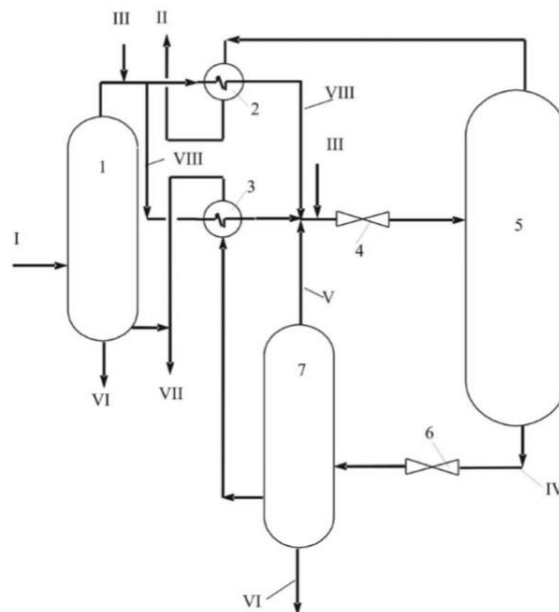


Рисунок 2.1.1 - Принципиальная технологическая схема установки НТС:

1 – входной сепаратор; 2, 3 – регенеративные теплообменники; 4 – дроссель (детандер, испаритель холодильной машины); 5 – низкотемпературный сепаратор; 6 – дроссель; 7 – сепаратор нестабильного конденсата; I – газ из скважины; II – отсепарированный газ; III – регенерированный ингибитор гидратообразования; IV – нестабильный конденсат и водный раствор ингибитора гидратообразования; V – газ выветривания конденсата; VI – ингибитор гидратообразования на регенерацию; VII – нестабильный конденсат; VIII – частично отсепарированный газ

Согласно схеме (рисунок 2.1.1) газ из скважины I поступает во входной сепаратор 1, где от газа отделяются пластовая вода с

ингибиторами и сконденсировавшийся газовый конденсат. Далее газ охлаждается в регенеративных теплообменниках 2 и 3 и направляется через дроссель 4 в низкотемпературный сепаратор 5. За счет перепада давлений в дросселе 4 понижается температура газа. Вместо дросселя 4 могут использоваться детандер (машина, приводимая в действие за счет энергии газа, газ при этом снижает давление и температуру) или испаритель холодильной машины (в случае низкого исходного давления сырьевого газа). Жидкая фаза IV из низкотемпературного сепаратора 5 проходит дроссель 6 и поступает в сепаратор 7, где из нее выветривается образовавшийся при дросселировании газ V. Для предупреждения гидратообразования в поток газа перед теплообменниками 2 и 3 и перед дросселем 4 подается гликоль или метанол. Эффективность работы установок НТС зависит от состава исходного газа, температуры и давления в низкотемпературном сепараторе. Давление сепарации определяется давлением исходного газа и в пределах обычно используемых давлений (5,0–7,5 МПа) мало влияет на степень извлечения компонентов C_{5+} . Чем ниже температура процесса и чем больше содержание в исходном газе тяжелых углеводородов, тем больше степень извлечения последних. Для обеспечения высокой степени извлечения тяжелых углеводородов при более легком составе исходного газа требуется более низкая температура. Для лучшего извлечения тяжелых углеводородов при их сравнительно низком содержании в исходном газе используются два способа:

- 1) сорбция в потоке;
- 2) изоэнтропийное расширение газа.

Сорбция в потоке – это впрыск в поток газа перед низкотемпературным сепаратором стабильного газового конденсата или других углеводородных жидкостей для утяжеления состава газа.

Изоэнтропийное расширение газа – это расширение газа в детандерах, позволяющее использовать энергию газа для других целей, например, для перекачки жидкостей, генерации электроэнергии и др. Для

такого расширения газа необходимо иметь достаточно высокое его начальное давление. По мере разработки месторождения из-за снижения начального давления газа и облегчения его состава эффективность процесса НТС постоянно снижается, следовательно, этот процесс целесообразно использовать только на небольших месторождениях с коротким сроком разработки, а также для первичной обработки газа на промыслах с последующей его подачей на ГПЗ.

В ряде случаев при снижении начального давления газа перед входным сепаратором установки НТС помещают дожимной компрессор, повышающий давление газа (компрессионный метод отбензинивания), или же вместо дросселя на входе газа в низкотемпературный сепаратор помещают холодильную машину для снижения температуры газа. Процесс НТС перерос в процесс низкотемпературной конденсации (НТК), отличающийся значительно более низкими температурами охлаждения потока газа (до $-90, -120^{\circ}\text{C}$) [12].

2.2 Извлечение тяжелых углеводородов методом низкотемпературной конденсации

Принципиальное отличие процесса НТК от процесса НТС – это использование более низких температур за счет дополнительного охлаждения потока сырьевого газа. Принципиальная схема процесса НТК приведена на рисунке 2.2.1 [12].

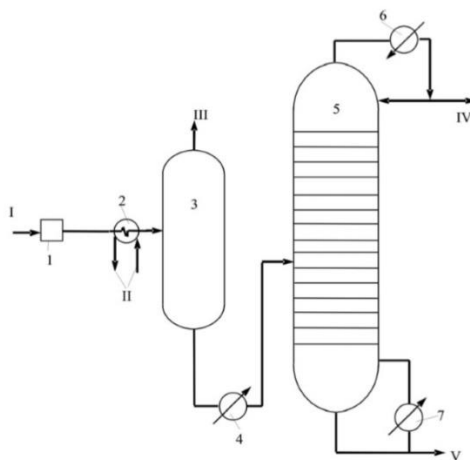


Рисунок 2.2.1 - Принципиальная схема установки НТК:

1 – блок осушки газа; 2 – холодильник; 3 – сепаратор; 4 – нагреватель; 5 – колонна-деэтанализатор; 6 – конденсатор-холодильник; 7 – рэбойлер; I – исходный газ; II – хладагент; III – отсепарированный газ (метан); IV – этан; V – углеводороды C₃₊

В целом технологические схемы процесса НТК могут различаться по числу ступеней сепарации (одно-, двух- и трехступенчатые), по виду источников холода (с внешним, внутренним или комбинированным холодильным циклом) и по виду получаемого целевого продукта (C₂₊ и C₃₊).

Установки с внешними холодильными циклами рекомендуется использовать при переработке газов с большим содержанием компонентов C₃₊, а с внутренними – при малом содержании в газе углеводородов C₃₊, но при высоком его начальном давлении.

Для подвода холода в холодильнике 2 (рисунок 2.2.1) используются холодильные машины (компрессоры), подключенные для перекачки хладагента по следующему замкнутому контуру: холодильник 2 далее холодильная машина, далее холодильник для охлаждения сжатого хладагента, далее дроссель, далее холодильник 2. В качестве хладагентов могут применяться этан, этилен, пропан, аммиак и др. (однокомпонентный хладагент) или смеси углеводородов (многокомпонентный хладагент).

Использование внешних холодильных циклов позволило достичь степени извлечения этана 87 %, пропана – 99 %, бутана и высших – 100 %.

Современные турбодетандеры установки работают в широком диапазоне изменения рабочих параметров:

- сырьевой газ
- нефтяной и природный;
- давление сырьевого газа – 0,7–11 МПа;
- температура на выходе из турбодетандера – до –120°С;
- степень извлечения этана – до 87 %, пропана – до 96 %, бутана и более тяжелых углеводородов – до 100 %;
- пропускная способность по сырьевому газу – от 100 млн м³/год до 15 млрд м³/год [12].

На эффективность процесса НТК оказывают влияние давление и температура. Повышение давления увеличивает степень конденсации углеводородов, но уменьшает селективность. Снижение температуры при постоянном давлении наряду с увеличением степени конденсации приводит к увеличению селективности: тяжелые углеводороды переходят в жидкую фазу быстрее.

Назначение в циклах НТК ректификационной колонны-деэтанатора – это удаление из жидкой фазы (газового бензина или конденсата) всего метана и всего этана. Допустимое содержание пропана в ректификате деэтанатора составляет не более 2 % от массы этана в ректификате, а содержание этана в остатке деэтанатора – не более 2 % от массы пропана в остатке.

Разновидностью схемы НТК является процесс низкотемпературной ректификации (НТР). НТР делятся на ректификационно-отпарные и конденсационно-отпарные [12].

Особенность процесса НТР заключается в отсутствии предварительной сепарации сконденсировавшихся углеводородов и в подаче двухфазного охлажденного потока в середину ректификационной колонны. Таким образом, весь поток сырьевого газа подвергается дэметанизации в ректификационной колонне, при этом температура ее верха должна быть ниже, чем в дэметанизаторе по схеме НТК, для заданной степени извлечения этана.

Использование мощностей установок НТС. На большинстве месторождений для первичной обработки природных газов используется процесс. Одним из основных показателей, определяющих выход продукции на установках НТК, является изотерма конденсации [12].

На значение температуры в низкотемпературной степени конденсации существенно влияет поверхность рекуперативного теплообменника. Чем больше значение поверхности теплообменника, тем ниже изотерма конденсации. Следовательно, для повышения

эффективности работы установок НТС необходимо увеличить поверхность теплообмена, приходящуюся на единицу объема газа. В период снижения загрузки сырьем установок этого можно добиться без установления дополнительного аппарата. С этой целью необходимо организовать эксплуатацию ряда технологических ниток на проектной производительности. Часть технологических ниток можно будет полностью отключить. Подключив высвободившиеся при этом рекуперативные теплообменники последовательно к аналогичным аппаратам действующих технологических ниток, можно добиться увеличения поверхности теплообмена. Такое решение позволяет получить более низкую изотерму конденсации и увеличить выход целевых компонентов в жидкую фазу.

Освободившиеся сепараторы используют для других целей, например, в качестве входных. Поддерживая низкие рабочие скорости в этих аппаратах, можно свести к минимуму унос жидкой фазы в компрессорные агрегаты и повысить надежность их работы. Поскольку входные сепараторы будут работать при постоянно понижающемся давлении, использование их в качестве длительно эксплуатировавшийся рабочих сепараторов установок НТС не создаст опасности, связанной с их износом [9].

2.3 Стабилизация газового конденсата ректификацией

При больших количествах добываемого газового конденсата и достаточно высоком содержанием углеводородов $C_2 - C_4$ применяют стабилизацию газового конденсата с использованием технологии ректификации, которая осуществляется в ректификационных колоннах.

Применение такой технологии позволяет в сравнении со ступенчатой технологией дегазации газового конденсата получать более высокий выход стабильного газового конденсата и эффективно использовать потенциальный состав природного газа – этана, пропана и бутанов. Особенно эффективным применением технологии ректификации при получении стабильного газового конденсата является совместная

организация с производствами осушки природного газа по технологии НТС, сжиженных углеводородных газов (СУГ) и сжиженного природного газа (СПГ). Это позволяет уменьшить энергоемкость и повысить гибкость технологии процесса ректификации.

Принципиальная технологическая схема процесса стабилизации газового конденсата с использованием двух ректификационных колонн представлена на рисунке 2.3.1.

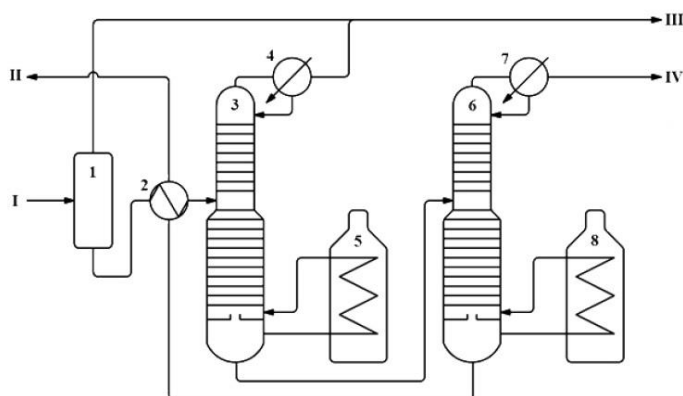


Рисунок 2.3.1 - Принципиальная схема стабилизации газового конденсата ректификацией
Потоки: I – нестабильный газовый конденсат; II – стабильный газовый конденсат; III – газы стабилизации; IV – пропан-бутановая фракция или ШФЛУ; 1 – сепаратор; 2 – теплообменник; 3, 6 – ректификационные колонны; 5, 8 – трубчатые печи; 4, 7 – конденсатор-холодильники

В сепараторе 1 происходит отделение от потока природного газа капельной жидкой фазы нестабильного газового конденсата и при данных термобарических условиях осуществляется частичная дегазация газового конденсата. Жидкая фаза нестабильного газового конденсата из сепаратора 1 подогревается в теплообменнике 2 и поступает в секцию питания ректификационной колонны 3. Также возможен вариант, когда рассчитанная часть нестабильного газового конденсата из сепаратора 1 поступает на верхнюю тарелку колонны в качестве орошения. С верха ректификационной колонны 3 выходит паровой поток с III дистиллята, состоящий, в основном, из метана и этана, который охлаждается в конденсаторе-холодильнике 4 и образовавшаяся жидкая фаза в виде

орошения поступает на верхнюю тарелку колонны 5. Из донной части колонны 3 выходит поток деэтанализированного конденсата.

Далее основная часть потока деэтанализированного конденсата поступает в ректификационную колонну 6, в которой осуществляется процесс дебутанизации с получением из донной части (куба) этой колонны потока стабильного газового конденсата II.

Другая рассчитанная часть деэтанализированного конденсата нагревается в печи 5 и поступает в нижнюю часть колонны 3 для создания противотока паровой фазы с целью повышения эффективности тепло- и массообмена между паровой и жидкой фазами в колонне. С верха колонны 6 выходит паровой поток IV дистиллята, состоящий в основном из пропан-бутановой фракции (ПБФ) или ШФЛУ, который конденсируется в конденсаторе-холодильнике 7. Рассчитанная часть образовавшейся жидкой фазы ПБФ (ШФЛУ) в виде орошения поступает на верхнюю тарелку колонны 6, а другую, основную часть, отбирают в виде товарной ПБФ или широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ). Из кубовой части ректификационной колонны 6 отбирают поток II товарного стабильного газового конденсата. Для создания противотока паровой фазы с целью повышения эффективности тепло- и массообмена между паровой и жидкой фазами в колонне 6 часть рассчитанного стабильного газового конденсата нагревается в печи 8 и поступает в нижнюю часть колонны 6.

Технологические условия в ректификационных колоннах определяются на основе состава нестабильного газового конденсата, стоящих производственно-технологических задач, а также конструкции ректификационных колонн и внутренних массообменных контактных устройств и возможного комбинирования процесса стабилизации газового конденсата с другими имеющимися производствами, такими как НТС, СПГ, СУГ [11].

Для решения проблем связанных с выпуском жидких продуктов очевидно нужно проанализировать работу установки разделения ШФЛУ и предложить метод повышения ее эффективности.

2.4 Качество сырья и готовой продукции ГКС

Попутный нефтяной газ

ПНГ, поступающий на ГКС, имеет следующий состав (таблица 2.4.1):

Таблица 2.4.1 – Состав ПНГ

Наименование компонента	Мольная доля, %		
	1-я ступень	2-я ступень	3-я ступень
CH ₄	96,3848	77,9344	59,0793
C ₂ H ₆	1,4791	7,4770	14,3323
C ₃ H ₈	1,0537	7,8234	16,8706
i-C ₄ H ₁₀	0,2031	1,5673	2,9748
n-C ₄ H ₁₀	0,3110	2,0683	5,1337
i-C ₅ H ₁₂	0,0904	0,4525	0,8038
n-C ₅ H ₁₂	0,0913	0,3883	0,6198
C ₆ H ₁₄	0,0303	0,4505	0,0818
C ₇ H ₁₆	0,0223	0,1673	0,0325
N ₂	1,1774	0,9465	0,0000
CO ₂	0,1567	0,7047	0,0174

Газ сухой отбензиненный

Газ сухой отбензиненный, подаваемый в магистральный газопровод, соответствует требованиям СТО Газпром 089-2010 по осушке по воде, по углеводородам и по содержанию компонентного состава [13]. Физико-химические показатели газа указаны в таблице 2.4.2.

Таблица 2.4.2 – Физико-химические показатели газа, поставляемого и транспортируемого по магистральным газопроводам

Наименование показателя	Значение для макроклиматических районов	
	умеренный	холодный
1. Компонентный состав, молярная доля, %	Определение обязательно	

2. Температура точки росы по воде (ТТР _в) при абсолютном давлении 3,92 МПа (40,0 кгс/см ²), °С, не выше: – зимний период – летний период	-10,0 -10,0	-20,0 -14,0
3. Температура точки росы по углеводородам (ТТР _{ув}) при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПа, °С, не выше: – зимний период – летний период	-2,0 -2,0	-10,0 -5,0
4. Массовая концентрация сероводорода, г/м ³ , не более	0,007	
5. Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м ³ , не более	0,016	
6. Массовая концентрация общей серы, г/м ³ , не более	0,030	
7. Теплота сгорания низшая при стандартных условиях, МДж/м ³ (ккал/м ³), не менее	31,80 (7600)	
8. Молярная доля кислорода, %, не более	0,020	
9. Молярная доля диоксида углерода, %, не более	2,5	
10. Массовая концентрация механических примесей, г/м ³ , не более	0,001	
11. Плотность при стандартных условиях, кг/м ³	Не нормируют, определение обязательно	

Пропан-бутановая фракция

Из широкой фракции легких углеводородов производят сжиженные углеводородные газы, предназначенные для коммунально-бытового потребления. Различают три марки этих газов, производимых по ГОСТ Р 52087-2018: ПТ – пропан технический, ПБТ – пропан-бутан технический, БТ – бутан технический. Кроме сжиженных газов коммунально-бытового потребления, производят также газы двух марок по ГОСТ Р 52087 для использования в качестве моторного топлива для автомобилей: ПА – пропан автомобильный, ПБА – пропан-бутан автомобильный. Эти топлива обладают такими достоинствами, как высокие октановые числа (102–112), меньший, чем у бензина, выброс вредных веществ с отработанными газами, более высокий моторесурс и меньшая шумность двигателя, сравнительно небольшая стоимость производства и др. В то же время в обычных условиях эти топлива находятся в газообразном состоянии, и для их заправки в транспортные средства требуется компримирование до

давления 1,6 МПа и выше с таким расчетом, чтобы они находились в баке в жидком состоянии практически при любой температуре окружающего воздуха. Основные показатели качества сжиженных газов для коммунально-бытового потребления и для автомобилей приведены в таблице 2.4.3 [14].

Таблица 2.4.3 - Газы углеводородные сжиженные топливные (по ГОСТ Р 52087-2018)

Наименование показателя	Норма для фракции				
	ПТ	ПА	ПБА	ПБТ	БТ
Массовая доля компонентов, %:					
- сумма метана, этана и этилена:	Не норм.	Не норм.	Не норм.	Не норм.	Не норм.
- сумма пропана и пропилена, не менее:	75	-	-	Не норм.	Не норм.
в т.ч. пропана:	-	85±10	50±10	-	-
-сумма бутанов и бутиленов:	Не норм.	Не норм.	Не норм.	-	-
не более:	-	-	-	60	-
не менее:	-	-	-	-	60
- сумма непредельных углеводородов, не более:	-	6	6	-	-
Объемная доля жидкого остатка при 20 °С, %, не более	0,7	0,7	1,6	1,6	1,8
Давление насыщенных паров, избыточное, МПа, при температуре:					
+ 45°С, не более	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
- 20°С, не менее	0,16	-	0,07	-	-
- 30°С, не менее	-	0,07	-	-	-
Массовая доля сероводорода и меркаптановой серы, %, не более	0,013	0,01	0,01	0,013	0,013
в том числе сероводорода, не более	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
Содержание свободной воды и щелочи	Отсутствие				
Интенсивность запаха, баллы, не менее	3				

В настоящее время ведутся научно-исследовательские работы по новым направлениям применения сжиженных углеводородных газов:

например, имеются сведения об испытаниях этих газов в качестве авиационного топлива, в частности на вертолетной технике, оснащенной газотурбинными двигателями.

Таким образом становится понятно, что основными критериями качества жидких (и сжиженных) продуктов ГКС является, в первую очередь состав. Для СУГ значение показаны в таблице 2.4.4 [15].

Таблица 2.4.4 - Физико-химические показатели пропан-бутановой фракции

Наименование показателя	Норма
1 Массовая доля компонентов, %: - сумма метана, этана и этилена - сумма пропана и пропилена - сумма бутанов, бутиленов, не более	не нормируется не нормируется 60
2 Объёмная доля жидкого остатка при 20 °С, %, не более	1,6
3 Давление насыщенных паров избыточное, МПа, при температуре 45 °С, не более	1,6
4 Массовая доля сероводорода и меркаптановой серы, %, не более в том числе сероводорода, не более	0,013 0,003
5 Содержание свободной воды и щёлочи	отсутствие
6* Интенсивность запаха, балл, не менее	3,0
* Пропан-бутановая фракция не одорирована	

Газовый конденсат

Газовый конденсат C_{5+} выше, вырабатываемый на компрессорной станции, направляется насосом в нефтепровод нефти УПН. Компонентный состав, молекулярная масса и плотность конденсата показаны в таблице 2.4.5.

Таблица 2.4.5 - Характеристика газового конденсата

Наименование показателя	Норма			
	лето		зима	
1 Компонентный состав, % мольный	*	**	*	**
Пропан	0,000	0,0627	0,000	0,0593
Изобутан	0,9576	0,8148	0,9173	0,6226
н-Бутан	9,3023	4,8261	7,6146	4,4767
Изопентан	19,9726	24,9138	22,4771	25,4076
н-Пентан	22,5718	32,4663	25,4128	33,4420
Гексан	27,6333	23,2216	27,2477	22,8876
Гептан	19,5622	13,6947	16,3303	13,1041
Вода	отсутствие		отсутствие	
Углекислый газ	отсутствие		отсутствие	

2 Молекулярная масса	80,07	78,44	79,35	78,27
3 Плотность (при 15,5 °С и 1 атм), кг/м ³	650,77	646,62	649,0	646,21
* Низкая молекулярная масса исходного газа				
** Высокая молекулярная масса исходного газа				

Значит, зная текущие составы ШФЛУ и схему его переработки на ГКС можно смоделировать ее и предложить вариант реконструкции.

Именно этим и займемся в экспериментальной части.

3 Экспериментальная часть

В ранее рассмотренных разделах было показано все многообразие схем подготовки газа, в т.ч. и ПНГ. Особенностью подготовки газа на ГКС является комплексный процесс, при котором требуется в совокупности обеспечить установленные проектные параметры газа по чистоте, влажности, температуре, давлению, расходу и т.д.

Однако, ценным продуктом может быть не только сухой газ, но и более тяжелые продукты установки. Поэтому в Разделе 2 мы рассмотрели схемы подготовки и отбензинивания газа. Далее, зная составы сырья и технологическую схему подготовки газа на ГКС, выберем способ получения дополнительных продуктов на ГКС без ущерба качеству и количеству сухого газа.

Таким образом, цель работы — модернизация технологической схемы ГКС и выдача рекомендаций по изменению технологического режима для получения дополнительной кондиционной продукции.

Для достижения поставленной цели требуется решить ряд задач:

- Подобрать исходные данные для моделирования ГКС в UniSim Design;
- Составить модель (схему) ГКС в UniSim Design;
- Проанализировать адекватность схемы действующей ГКС;
- Предложить вариант изменения схемы и рассчитать технологический процесс с предлагаемыми изменениями;
- Проанализировать этот вариант, сравнить с текущей схемой по эффективности;
- Сделать выводы.

Считаю, что целесообразным решением является установка дополнительной ректификационной колонны для увеличения производства пропан-бутановой смеси и использования этой фракции в коммерческих целях. Сбыт сырья позволит увеличить доходы организации.

3.1 Актуальность производства сжиженных углеводородных газов

Годовое потребление сжиженных углеводородных газов в 2008 г. составило в мире около 240 млн т. Ожидается, что к 2021 г. мировое потребление этих газов достигнет 300 млн т в год.

Пропаны и бутаны применяются в качестве топлива для коммунально-бытовых нужд и в двигателях внутреннего сгорания (в основном в сжиженном виде), в качестве хладагентов для получения низких температур (при их испарении) и в качестве сырья для химической переработки (производство полипропилена, синтез изопренового каучука и др.) [12].

Применение сжатых горючих газов в виде моторных топлив известно с 30-х годов XX в., при этом к достоинствам относят следующее: на 50—70% увеличивается срок службы ДВС; на 30—75% уменьшается выброс токсичных веществ в атмосферу; горючие газы дешевле нефтяных моторных топлив, хотя недостатки также существенны: баллоны для хранения сжатого газа при давлении до 20 МПа очень тяжелы и громоздки, только они на 14—20% уменьшают полезную нагрузку автомобиля; запас хода автомобиля снижается на 30—40% и не превосходит 200—250 км и редко 500 км; усложняется топливная система, увеличиваются ее масса, объем, стоимость технического обслуживания и ремонта (на 7—10%); предъявляются высокие требования в отношении пожаровзрывобезопасности (особенно и для сжиженных газов) автомобильной системы, заправочных станций, гаражей и др.; увеличивается стоимость изготовления автомобиля на 20—26% и также на 3—5% стоимость капитальных вложений на одно место стоянки в гараже. Проходили испытания газового топлива на воздушном транспорте. Например, был создан первый в мире экспериментальный самолет TU-155 с двигателем НК-88 для работы на сжатом природном газе, который установил 10 мировых рекордов. Для широкого практического внедрения газового моторного топлива промышленно освоены газовые двигатели

(газовое или бензогазовое топливо) мощностью 100, 350, 1125, 2250 и газодизели — 1000 и 3500 кВт [5].

При необходимости охлаждения до низких температур ($< 10...15\text{ }^{\circ}\text{C}$) применяют специальные хладагенты – аммиак, пропан, этан и другие сжиженные газы. В нефтепереработке подобные охлаждающие агенты используются при депарафинизации масел, низкотемпературном сернокислотном алкилировании изобутана олефинами, при производстве некоторых высоковязких присадок и др. При испарении сжиженных газов скрытая теплота, необходимая для превращения жидкости в пар, отнимается от охлаждаемого потока. Образующиеся пары хладагента подвергаются компрессии или абсорбции и вновь сжижаются и возвращаются в процесс [10].

3.2 Характеристика компьютерной программы UniSim Design

Система автоматизированного проектирования (САПР) Honeywell's UniSim Design – это программное обеспечение для моделирования технологических процессов на промышленных предприятиях, которое помогает повысить эффективность проектирования и оптимизировать разрабатываемые решения. Оно позволяет создавать стационарные и динамические модели для проектирования и оптимизации промышленных установок и систем управления, анализа нештатных ситуаций и рисков, оценки систем безопасности, мониторинга рабочих показателей, устранения неполадок, улучшения эксплуатационных качеств.

В состав UniSim Design входят:

- База данных о физико-химических свойствах веществ;
- Пакеты для расчета свойств смесей;
- Пакет для описания расчета нефтей и нефтяных фракций;
- Компьютерные модели аппаратов и оборудования;
- Методы и программы расчета и оптимизации ХТС;
- Средства визуализации схем, настройки пользовательского интерфейса, формирования отчетов;

- Средства разработки пользовательских программ и расширения базы компонентов.

Отметим четыре ключевых аспекта, лежащих в основе программы UniSim Design:

1. Работа программы является событийно управляемой, что объединяет две важнейшие концепции: интерактивность и постоянный доступ к информации. Интерактивность означает, что информация обрабатывается программой по мере ее ввода с автоматическим выполнением вычислений. В то же время для задания информации нет необходимости обращаться к строго определенному месту в программе. Информация может быть введена или получена тогда, когда это нужно и из того места, где в данный момент находится пользователь.

2. В программе UniSim Design объединены понятия модульных операций с непоследовательным алгоритмом решения. Информация не только обрабатывается в тот момент, когда она оказывается введенной и результаты всех вычислений тут же передаются по схеме, как в направлении технологических потоков, так и в обратном направлении. Операции могут рассчитываться в любом направлении. При необходимости входные переменные операции вычисляются из известных выходных переменных. Результаты вычислений можно видеть сразу. Каждый элемент вычислений можно изучить с любой степенью детализации.

3. Важнейшим атрибутом программы является многосхемная архитектура. В пределах одного расчета можно организовать произвольное количество схем. Это не только позволяет использовать в каждой подсхеме свой пакет свойств, но и расширяет возможности интерактивного расчета. Большая схема может быть легко разбита на отдельные составляющие и в каждой момент времени пользователь работает с нужным участком технологической схемы.

4. Перечисленные аспекты объединяются объектно-ориентированным построением программы UniSim Design. Отделение

элементов интерфейса от программного, реализующего инженерные расчеты, означает, что одна и та же информация может быть многократно показана в различных местах. Благодаря постоянной связи между экранами и технологической информацией всякое изменение этой информации мгновенно отражается на всех экранах. Где она присутствует. Точно так же. Для того. Чтобы поменять значение переменной, нет необходимости отыскивать для этого какой-то специальный экран - это можно сделать в любом экране, где выводится эта переменная.

3.3 Составление газокompрессорной станции в UniSim Design

В первую очередь в окне Диспетчера базиса необходимо выбрать компоненты, которые будут использоваться в задаче. Выбираем нужные компоненты: N_2 , O_2 , CO_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , изо- C_4H_{10} , нормальный- C_4H_{10} , нео- C_5H_{12} изо- C_5H_{12} , нормальный- C_5H_{12} , C_6H_{14} и C_7H_{16} . (рисунок 3.3.1).

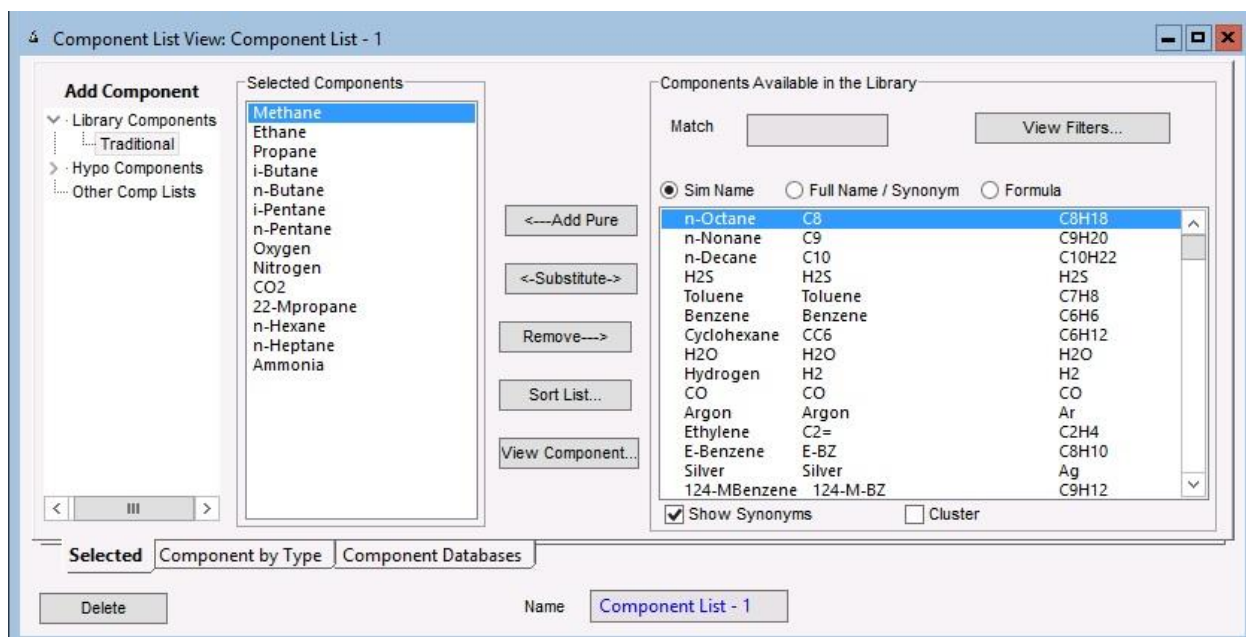


Рисунок 3.3.1 - Модель газа в UniSim Design

Следующим шагом станет создание пакета свойств. Пакет свойств должен содержать перечень компонентов и методы расчета, которые будут использованы UniSim Design при расчете материальных потоков и их свойств. На закладке «Термодинамический пакет» выбираем уравнение состояния Пенга-Робинсона.

Выходим из Диспетчера базиса и далее входим в расчетную среду, на рабочем поле создаём потоки 1-й, 2-й, 3-й ступеней УПН входящих потоков, на этом этапе нужно задать количество вещества в мольных долях из таблицы – 2.4.1 (рисунок 3.3.2), а также температуру, давление, расход потока из раздела 1 (рисунок 3.3.3).

	Mole Fractions	Mole Fractions	Mole Fractions
Methane	0,963782	0,779498	0,591112
Ethane	0,014790	0,074785	0,143400
Propane	0,010536	0,078249	0,168797
i-Butane	0,002031	0,015676	0,029764
n-Butane	0,003110	0,020687	0,051365
i-Pentane	0,000904	0,004526	0,008042
n-Pentane	0,000913	0,003884	0,006201
Oxygen	0,000060	0,000000	0,000000
Nitrogen	0,001774	0,009467	0,000000
CO2	0,001567	0,007048	0,000174
22-Mpropane	0,000007	0,000000	0,000000
n-Hexane	0,000303	0,004506	0,000818
n-Heptane	0,000223	0,001673	0,000325
Ammonia	0,000000	0,000000	0,000000

Рисунок 3.3.2 - Состав потоков

Stream Name	UPN1	UPN2	UPN3
Vapour / Phase Fraction	1,0000	1,0000	1,0000
Temperature [C]	30,00	30,00	40,00
Pressure [kPa]	101,0	450,0	450,0
Molar Flow [kgmole/h]	6017	1395	558,0
Mass Flow [kg/h]	1,021e+005	3,078e+004	1,512e+004
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	329,5	85,24	38,22
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-7,602e+004	-8,260e+004	-8,628e+004
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	185,5	175,8	177,3
Heat Flow [kJ/h]	-4,574e+008	-1,152e+008	-4,814e+007
Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	< empty >	< empty >	< empty >
Fluid Package	Basis-1	Basis-1	Basis-1
Phase Option	Multiphase	Multiphase	Multiphase

Рисунок 3.3.3 - Свойства потоков

Система UniSim Design имеет графический интерфейс, позволяющий формировать схемы непосредственно на экране компьютера, выбирая элементы из списка и соединяя их в определенном порядке.

Переносим нашу технологическую схему ГКС в UniSim Design. При помощи кейса оборудования добавляем оборудования, задавая переменные по температуре и давлению.

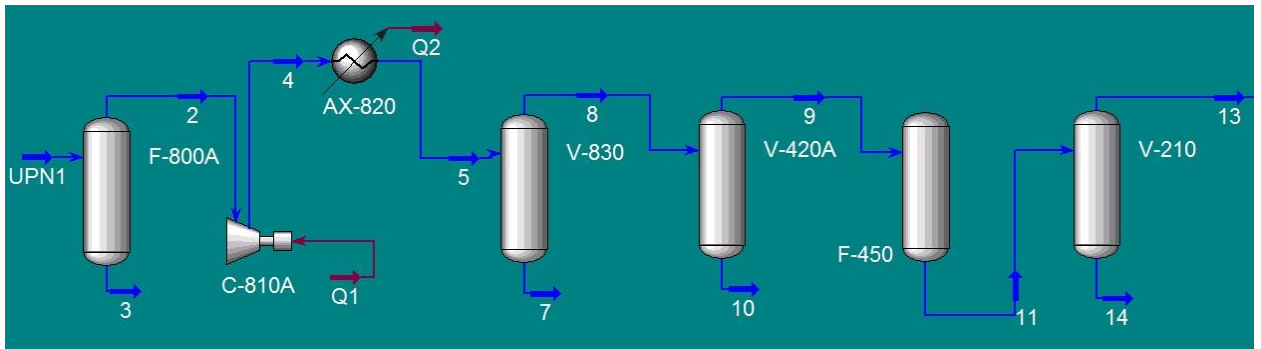


Рисунок 3.3.4 - Участок входа

Для начала создадим участок входа (рисунок 3.3.4), мощности на компрессор и холодильник в UniSim Design рассчитываются автоматически при добавлении нужного нам давления и температуры.

После создаём участок компримирования (рисунок 3.3.5).

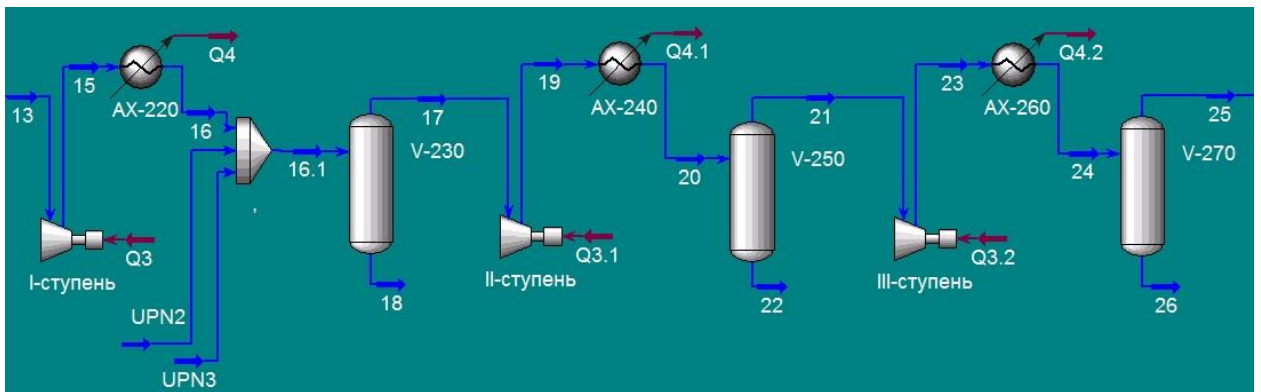


Рисунок 3.3.5 - Участок компримирования

Далее идет создание участка осушки (рисунок 3.3.6).

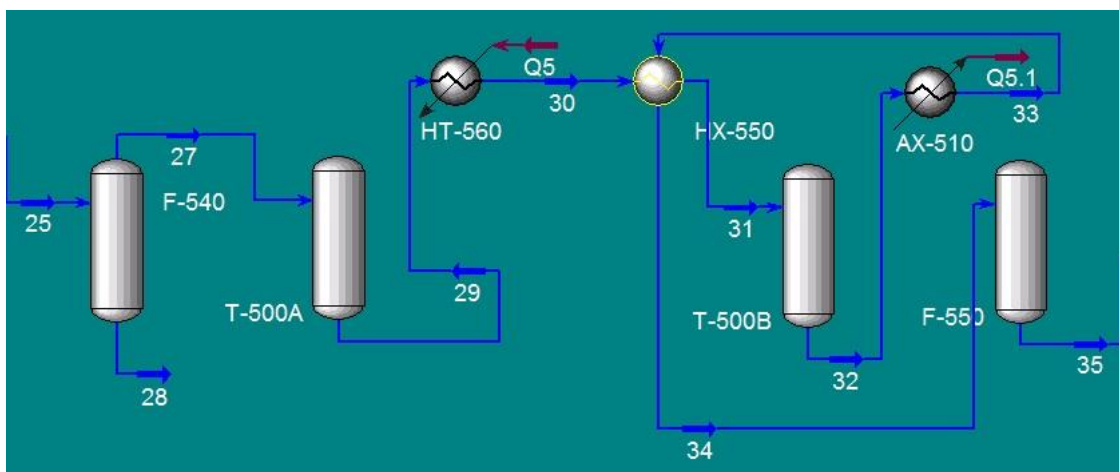


Рисунок 3.3.6 - Участок осушки

Завершающим этапом идет создание участка подготовки и ректификации (рисунок 3.3.7), выходные данные для которых были взяты из раздела 1.

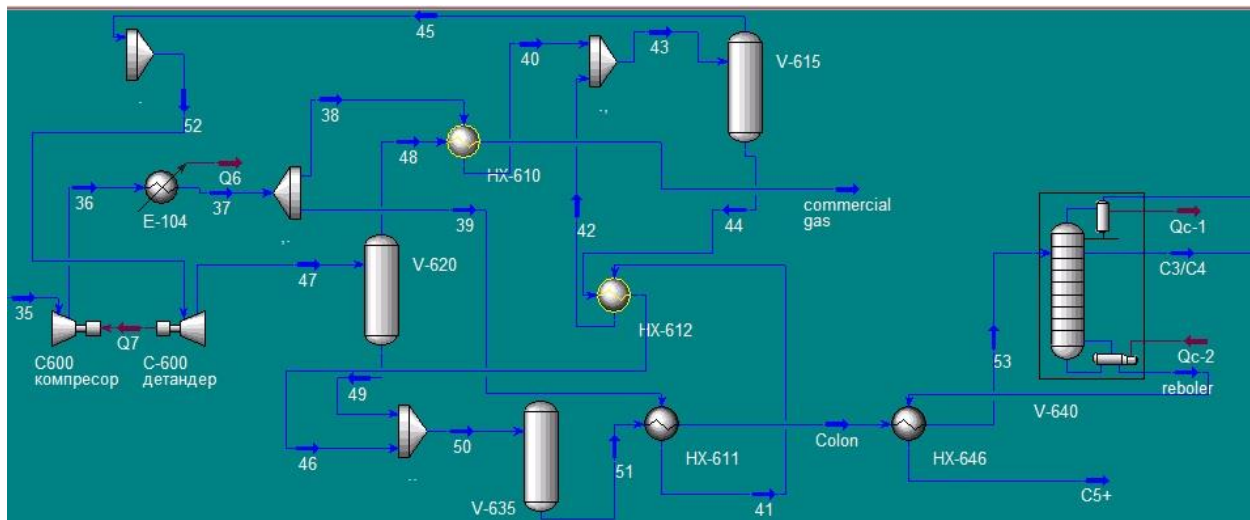


Рисунок 3.3.7 - Участок подготовки и ректификации

После завершения нужно проанализировать созданный мной экспериментальный проект ГКС, для этого нужно проверить компонентный состав товарного газа с узла подготовки и пропан-бутановую смесь из 4-й тарелки ректификационной колонны (рисунок 3.3.8). Сравним наши значения и проверим соответствуют ли они требованиям СТО Газпром 089-2010 и ГОСТ Р 52087-2018.

commercial gas			
Worksheet		Mole Fractions	Vapour Phase
Conditions	Methane	0,912135	0,912135
Properties	Ethane	0,033997	0,033997
Composition	Propane	0,031791	0,031791
K Value	i-Butane	0,005597	0,005597
User Variables	n-Butane	0,008014	0,008014
Notes	i-Pentane	0,001408	0,001408
Cost Parameters	n-Pentane	0,001113	0,001113
	Oxygen	0,000046	0,000046
	Nitrogen	0,003027	0,003027
	CO2	0,002433	0,002433
	22-Mpropane	0,000004	0,000004
	n-Hexane	0,000368	0,000368
	n-Heptane	0,000067	0,000067
	Ammonia	0,000000	0,000000

C3/C4			
Worksheet		Mole Fractions	Liquid Phase
Conditions	Methane	0,032969	0,032969
Properties	Ethane	0,017562	0,017474
Composition	Propane	0,137685	0,137540
K Value	i-Butane	0,139041	0,139102
User Variables	n-Butane	0,366693	0,366974
Notes	i-Pentane	0,156503	0,156729
Cost Parameters	n-Pentane	0,131584	0,131792
	Oxygen	0,000001	0,000001
	Nitrogen	0,000018	0,000018
	CO2	0,000329	0,000326
	22-Mpropane	0,000275	0,000275
	n-Hexane	0,015407	0,015437
	n-Heptane	0,001934	0,001938
	Ammonia	0,000000	0,000000

Рисунок 3.3.8 - Компонентный состав получаемого СОГ и ПБ

Проанализировав значения, можно сказать, что полученные продукты соответствуют требованиям.

По технологии ГКС, а именно на ректификационной колонне в процессе орошения участвует только жидкая фаза газа, а паровая часть сжигается на факеле или используется как топливный газ в определённых моментах. Проведённый анализ в UniSim Design показывает и определяет состав газа (рисунок 3.3.9).

Worksheet

Stream Name	Fuel gas	Vapour Phase
Vapour / Phase Fraction	1,0000	1,0000
Temperature [C]	40,00	40,00
Pressure [kPa]	2000	2000
Molar Flow [kgmole/h]	58,67	58,67
Mass Flow [kg/h]	1831	1831
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	4,245	4,245
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-9,326e+004	-9,326e+004
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	159,2	159,2
Heat Flow [kJ/h]	-5,472e+006	-5,472e+006
Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	6,941	6,941
Fluid Package	Basis-1	Basis-1
Phase Option	Multiphase	Multiphase

Worksheet

	Mole Fractions	Vapour Phase
Methane	0,502453	0,502453
Ethane	0,089715	0,089715
Propane	0,236546	0,236546
i-Butane	0,064783	0,064783
n-Butane	0,094246	0,094246
i-Pentane	0,005878	0,005878
n-Pentane	0,002556	0,002556
Oxygen	0,000014	0,000014
Nitrogen	0,000572	0,000572
CO2	0,003173	0,003173
22-Mpropane	0,000037	0,000037
n-Hexane	0,000028	0,000028
n-Heptane	0,000001	0,000001
Ammonia	0,000000	0,000000

Рисунок 3.3.9 – Свойства и состав газа от колонны

Опираясь на эти данные, с помощью UniSim Design можно смоделировать и изменить технологическую схему для реализации наших целей, а именно добавление дополнительной ректификационной колонны.

3.4 Создание ректификационной колонны в UniSim Design

Перед установкой ректификационной колонны следует охладит газ для получения жидкой фазы, для этого создадим установку охлаждения на основе аммиака, так как нам нужно охладить до 5°C. В программе это

реализуем в виде теплообменника, где газ отдает свое тепло аммиаку, далее поступает в сепаратор для разделения (рисунок 3.4.1).

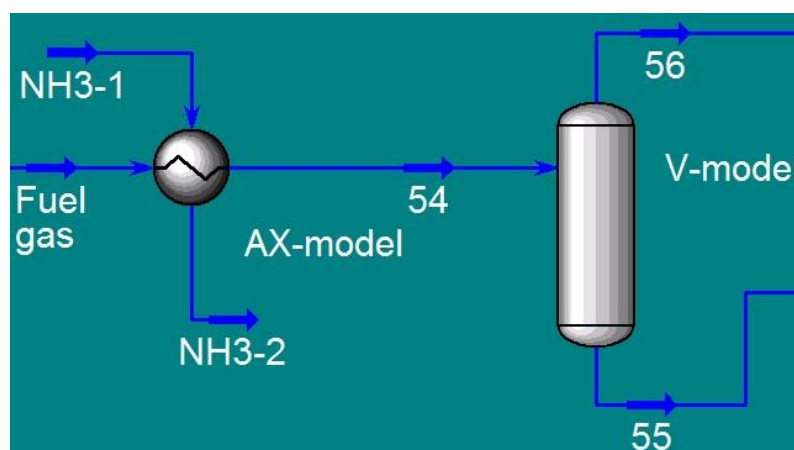


Рисунок 3.4.1 – Установка охлаждения на основе аммиака

Отмечая изображение колонны на «object palette» и дважды нажав на левую клавишу мыши, в результате открывается первая страница окна инспектора ввода полной колонны (рисунок 3.4.2). Выберем варианты возврата жидкости. Зададим имена входных и выходных материальных и энергетических потоков колонны. Указанные параметры можно изменить в процессе разработки.

Параметр «Число тарелок» в данном случае характеризует число теоретических тарелок, по умолчанию установлено значение эффективности тарелки равное единице. Если будет необходимо перейти к реальным тарелкам, позже можно задать любое другое значение эффективности для каждой тарелки.

Укажу, что конденсатор работает в режиме «Полный рефлюкс», т.е. жидкость из конденсатора возвращается в колонну в качестве флегмы, а продукт отбирается в паре также, как и на имеющейся колонне.

В следующих вкладках вводим давление и температуру, температуру вводить не обязательно ее можно в последствии менять в зависимости от поставленных задач.

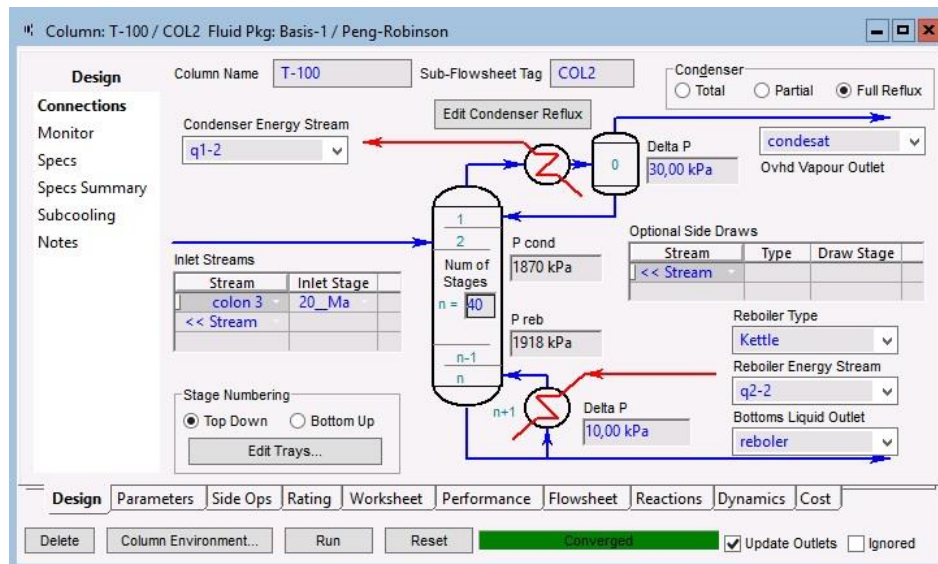


Рисунок 3.4.2 - Фрагмент окна колонны: форма представления всей информации

Перейдем к пункту «Specs» тут следует перечислить технологические параметры, которые необходимо фиксировать и/или контролировать при расчете колонны. В качестве из этих параметров используем флегмовое число (reflux ratio) и температуру конденсатора (temperature).

Дополнительно вывела температуру ребойлера (temperature - 2) и отбор пропана (propan recovery). С помощью вкладки «Monitor» (рисунок 3.4.2) можно контролировать интересующие нас параметры при неизвестных переменных и изменять их.

Изменяем количество тарелок - 40, КПД тарелки – 0.67, перепад давления на каждой тарелке – 0.7 кПа, перепады ребойлера и конденсатора.

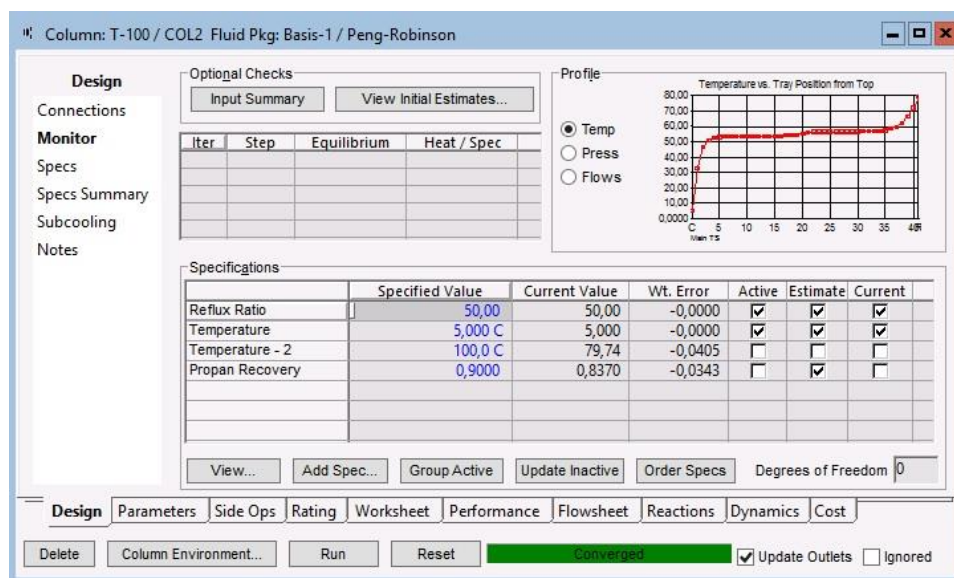


Рисунок 3.4.2 - Вкладка Monitor

На рисунке 3.4.2 видно, что программа сама выполнила расчет колонны. Можно заметить, что температура в конденсаторе я установила 5 °С, а температура ребойлера программа рассчитала сама и составила 79 °С.

The image shows two screenshots of a software interface for a reboiler. The top screenshot displays a 'Worksheet' with the following data:

Stream Name	reboiler	Liquid Phase
Vapour / Phase Fraction	0,0000	1,0000
Temperature [C]	79,74	79,74
Pressure [kPa]	1918	1918
Molar Flow [kgmole/h]	14,59	14,59
Mass Flow [kg/h]	761,1	761,1
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	1,388	1,388
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-1,292e+005	-1,292e+005
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	109,3	109,3
Heat Flow [kJ/h]	-1,886e+006	-1,886e+006
Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	1,379	1,379
Fluid Package	Basis-1	Basis-1
Phase Option	Multiphase	Multiphase

The bottom screenshot displays a 'Worksheet' with the following data:

	Mole Fractions	Liquid Phase
Methane	0,000000	0,000000
Ethane	0,000000	0,000000
Propane	0,456697	0,456697
i-Butane	0,199543	0,199543
n-Butane	0,312228	0,312228
i-Pentane	0,021643	0,021643
n-Pentane	0,009650	0,009650
Oxygen	0,000000	0,000000
Nitrogen	0,000000	0,000000
CO2	0,000000	0,000000
22-Mpropane	0,000128	0,000128
n-Hexane	0,000110	0,000110
n-Heptane	0,000002	0,000002
Ammonia	0,000000	0,000000

Рисунок 3.4.3 - Параметры и компонентный состав

На рисунке 3.4.3 представлены компоненты и параметры проектируемой ПБФ. Видно, что они соответствуют ГОСТу. Также мы можем видеть, что параметры имеют хороший показатель.

Далее предстоит провести определение размеров тарелок с помощью утилиты, которую вызываем комбинацией Ctrl+U на клавиатуре. Выбираем Tray sizing, указываем размер тарелок 1,5 m и программа производит расчет (рисунок 3.4.4).

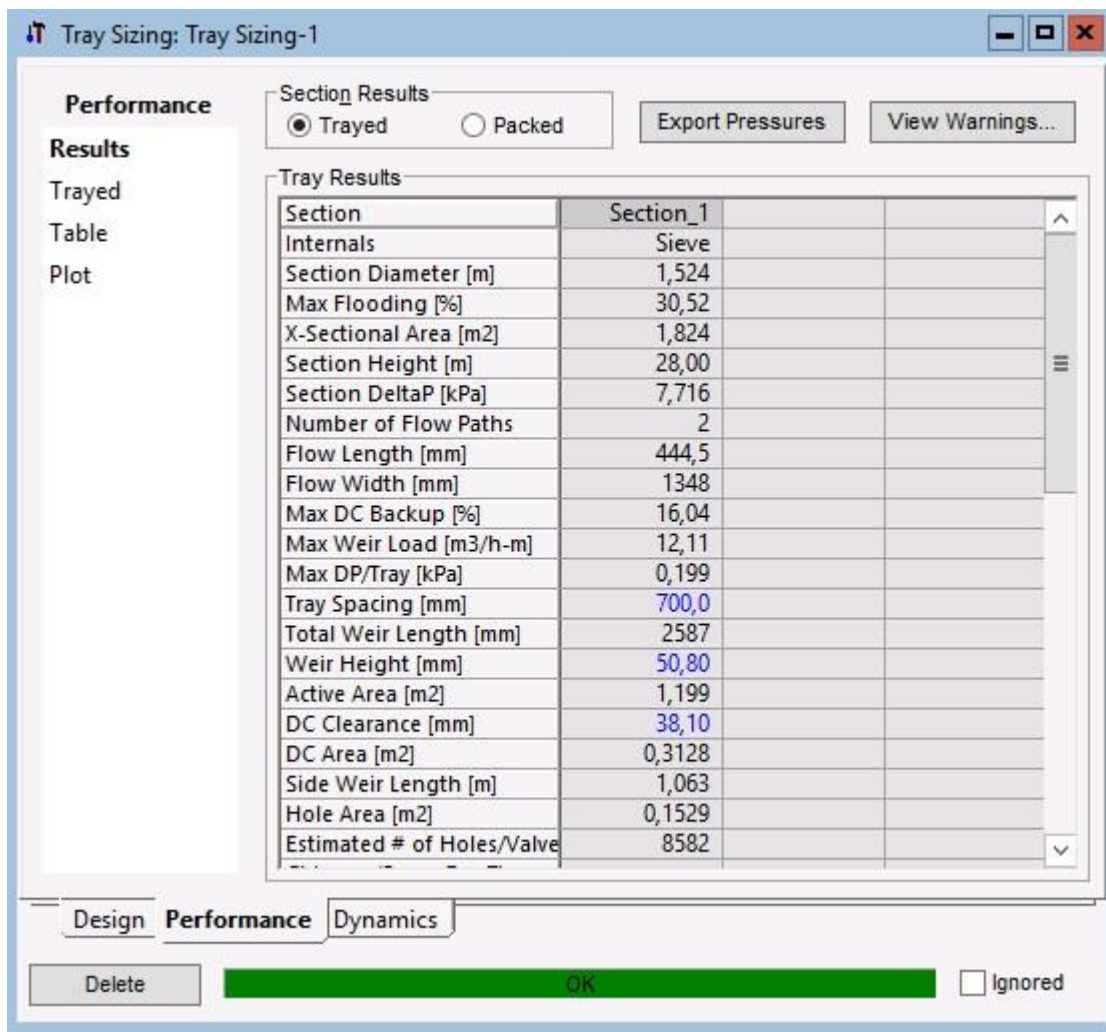


Рисунок 3.4.4 - Конструкционная характеристика колонны и насадки

Диаметр колонны 1500 мм, межтарельчатое расстояние равно 700 мм, высота тарельчатой секции равна 28 м.

Подводя итоги можно сказать, что при помощи программы UniSim Design возможно рассчитать технологию, изменить ее и на основе данных произвести контрольные расчёты. Мы добились увеличения чистоты продукта C_3/C_4 , следовательно, считаю поставленные цели и задачи выполненными.

Сравним качество продуктов, получаемых на модернизированной схеме ГКС, с существующими на производстве.

Сухой отбензиненный газ

Таблица 4.3.5 – Состав сухого отбензиненного газа до и после модернизации ГКС

Компонент	Газ получаемый на существующей ГКС	Газ полученный на проектируемой ГКС
CH ₄	89,47	91,21
C ₂ H ₆	3,60	3,40
C ₃ H ₈	2,48	3,18
i-C ₄ H ₁₀	0,55	0,56
n-C ₄ H ₁₀	0,76	0,80
нео-C ₅ H ₁₂	0,0029	0,0004
i-C ₅ H ₁₂	0,146	0,141
n-C ₅ H ₁₂	0,126	0,111
C ₆ H ₁₄	0,0366	0,0368
C ₇ H ₁₆	0,0030	0,0067
CO ₂	0,75	0,24
O ₂	0,0098	0,0046
N ₂	2,05	0,24
Теплота сгорания, МДж/м ³	36,07	36,81

Можно сказать, что компонентный состав товарного газа меняется незначительно и соответствует всем техническим требованиям и нормам СТО Газпром 089-2010, значит ГКС спроектирована верно и установка дополнительной ректификационной колонны никак не повлияла на качество сухого отбензиненного газа.

Расход продукта составляет 143800 кг/ч.

Пропан-бутановая фракция

Таблица 4.3.6 – Состав ПБФ до и после модернизации ГКС

Компонент	ПБФ получаемый на существующей ГКС	ПБФ полученный на проектируемой ГКС	ПБФ полученный на проектируемой ГКС с дополнительной ректификационной колонной
CH ₄	0,29	1,96	0,0
C ₂ H ₆	1,04	1,07	0,0
C ₃ H ₈	18,94	26,83	45,67
i-C ₄ H ₁₀	33,65	16,39	19,95
n-C ₄ H ₁₀	41,79	34,41	32,22
нео-C ₅ H ₁₂	0,089	0,00021	0,128

i-C ₅ H ₁₂	2,38	1,08	2,16
n-C ₅ H ₁₂	1,56	0,82	0,96
C ₆ H ₁₄	0,20	0,92	0,011
C ₇ H ₁₆	0,05	0,11	0,0002
Расход продукта, кг/ч	1281	762	2043

Судя по составам ПБФ, на данной ГКС можно выпускать марку «ПБТ» по ГОСТ Р 52087-2018. Также можно отметить, что по физико-химическим показателям ПБФ соответствует требованиям ГОСТ 20448-2018.

Углеводородный конденсат

Таблица 4.3.7 – Показатели УК до и после модернизации ГКС

Показатель УК	Существующая ГКС	Проектируемая ГКС
Давление насыщенных паров, кПа	85,7	57,8
Плотность при 20 °С, кг/м ³	662,2	661,3

Показатели углеводородного конденсата соответствуют ГОСТ Р 54389-2011 Конденсат газовый стабильный. Технические условия. Как видно, при использовании дополнительной ректификации содержание легких углеводородов в конденсате уменьшилось, что привело к снижению ДНП. Это говорит о более эффективной стабилизации УК. Такой конденсат можно без осложнений транспортировать по нефтепроводам, примешивая к нефти. УК с пониженным содержанием бутанов можно использовать на НПЗ в процессах каталитической изомеризации — в ходе реакций он дает продукт с высоким октановым числом.

Расход продукта составляет 1093 кг/ч.

Проанализировав спроектированную схему ГКС и сравнив с существующей, можно сказать, что она стала более эффективнее.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Тема выпускной квалификационной работы: разработка модернизационной схемы подготовки попутного нефтяного газа.

Газокомпрессорная станция из попутного нефтяного газа получает три вида продукции – газ сухой отбензиненный, газовый конденсат и пропан-бутановую фракцию (сжиженный газ).

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

Объектом исследования является пропан-бутановая фракция.

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Потенциальные потребители результатов исследования

По результатам проведенного сегментирования рынка были определены основные сегменты, а также выбраны наиболее благоприятные (рисунок 4.1.1).

Компания	Характеристика метода		
	Высокий выход продукта	Высокая чистота целевого продукта	Наращиваемая мощность установки
АО «Томскнефть» ВНК			
«Ямал СПГ»			
ООО «Нефте-Газовая компания «Интеройл»			

Рисунок 4.1.1 – Карта сегментирования рынка услуг



Таким образом, самым оптимальным методом получения пропан-бутановой фракции является АО «Томскнефть» ВНК.

Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Таблица 4.1.1 – 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}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда рабочего персонала	0,15	5	4	4	0,75	0,60	0,60
2. Энергоэкономичность	0,10	4	4	3	0,40	0,40	0,30
3. Надежность	0,13	4	4	4	0,52	0,52	0,52
4. Безопасность	0,12	5	5	5	0,60	0,60	0,60
5. Простота эксплуатации	0,07	3	2	3	0,21	0,14	0,21
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,11	4	3	3	0,44	0,33	0,33
2. Уровень проникновения на рынок	0,10	4	4	5	0,40	0,40	0,50
3. Цена	0,07	4	4	4	0,28	0,28	0,28
4. Финансирование научной разработки	0,07	3	2	2	0,21	0,14	0,14
5. Срок выхода на рынок	0,08	3	3	3	0,24	0,24	0,24
Итого	1	-	-	-	4,05	3,65	3,72

Где Б_ф – баллы АО «Томскнефть» ВНК;

Б_{к1} – баллы первого конкурента «Ямал СПГ»;

B_{k2} – баллы второго конкурента ООО «Нефте-Газовая компания «Интеройл».

Рассматриваемые в проекте решения имеют наиболее высокий коэффициент конкурентоспособности в сравнении с конкурентами.

SWOT-анализ

SWOT-Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Он проводится в несколько этапов [16].

Таблица 4.1.2 – Swot-анализ Газокомпрессорной станции (ГКС)

	<p>Сильные стороны</p> <p>C1. Использование современного оборудования, прошедшего аттестацию.</p> <p>C2. Наличие собственной лаборатории для проведения исследований.</p> <p>C3. Затраты времени на проведение анализов не велики, так как выполняется автоматическая обработка данных.</p> <p>C4. Внедрение новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов.</p> <p>C5. Персонал соответствует квалификации, имеет необходимые удостоверения по рабочим профессиям и допуски, обучен правилам техники безопасности и оказанию первой помощи.</p>	<p>Слабые стороны</p> <p>Сл1. Наличие элементов экологической опасности производства.</p> <p>Сл2. Низкий уровень заработной платы для молодых специалистов.</p> <p>Сл3. Отсутствие наладчиков оборудования на местах.</p> <p>Сл4. Дорогостоящее оборудование.</p> <p>Сл5. Большой срок поставок материалов и комплектующих, используемых при проведении научного исследования.</p>
<p>Возможности</p> <p>V1. Возможность модернизации оборудования.</p> <p>V2. Привлечение инвесторов и спонсоров.</p> <p>V3. Появление дополнительного спроса на продукцию, заинтересованность предприятий.</p> <p>V4. Снижение таможенных пошлин на сырье и материалы, используемые при научных исследованиях.</p> <p>V5. Повышение стоимости конкурентных заработков.</p>	<p>Сильные стороны и возможности:</p> <p>1. Модернизация используемого оборудования для качественного и более точного проведения экспериментов.</p> <p>2. Проведение акций и презентаций для привлечения инвесторов.</p> <p>3. Данная разработка крайне актуальна для месторождений в условиях крайнего Севера.</p> <p>4. Оптимизация количества посредников за счет постоянных и проверенных поставщиков.</p> <p>2. Поддержание увеличения спроса и выхода на новые рынки сбыта.</p>	<p>Слабые стороны и возможности:</p> <p>1. Внедрение технологий, уменьшающих выбросы.</p> <p>2. Создание эффективной системы мотивации и стимулирования для сотрудников.</p> <p>3. Заинтересованность и привлечение наладчиков.</p> <p>4. Работа с фирмами, предоставляющими акции и скидки, участие в аукционах.</p> <p>5. Наличие резервного оборудования и заблаговременное приобретение необходимого инвентаря.</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Увеличение уровня налогов.</p>	<p>Сильные стороны и угрозы</p> <p>1. Применение оптимальной налоговой политики.</p>	<p>Слабые стороны и угрозы</p> <p>1. Неблагоприятный сдвиг в курсах валют.</p>

У2. Повышение требований к качеству продукции. У3. Отсутствие кадрового резерва. У4. Отсутствие клиентской базы, достаточной для успешной реализации данной разработки на рынке. У5. Несвоевременная поставка оборудования.	2. Внедрение менеджмента качества. 3. Подключение дополнительных специалистов и привлечение молодых специалистов. 4. Продвижение идеи реализации продукции с целью создания спроса. 5. Выбор оптимального потребителя и заключение договорных отношений.	2. Сертификация и стандартизация продукта. 3. Не заинтересованность специалистов. 4. Политическая нестабильность. 5. Сокращение поставок или смена поставщика.
--	---	---

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят дипломник и научный руководитель. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

Составим перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, проведем распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 4.2.1.

Таблица 4.2.1 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ работ	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель
Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследований	Руководитель, студент
	3	Ознакомление с экспериментальными данными	Студент
	4	Изучение технологии процесса	Студент
	5	Обзор современной литературы по выбранному направлению	Студент
	6	Подбор и изучение материалов по теме	Студент
Теоретические и экспериментальные исследования	7	Теоретическое обоснование выбора методик расчета, создание математической модели	Научный руководитель, студент
	8	Обработка результатов	Студент
	9	Корректировка модели и ее модернизация	Научный руководитель,

			студент
	10	Выводы по полученным экспериментальным данным	Студент
Обобщение и оценка результатов	11	Обсуждение результатов	Научный руководитель, студент
	12	Оценка эффективности полученных результатов	Научный руководитель
Оформление комплекта документации по ВКР	13	Оформление пояснительной записки	Научный руководитель, Студент

Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожи}$ используется следующая формула [17].

$$t_{ожи} = \frac{3t_{мини} + 2t_{макси}}{5}, \quad (1)$$

где $t_{ожи}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{мини}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{макси}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

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

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}, \quad (2)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб.дн.;

$t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

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

Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным, наглядным, а главное целесообразным для выполнения выпускной квалификационной работы, является диаграмма Ганта[16].

Диаграмма Ганта представляет собой горизонтальный ленточный график, где выполнение работы по теме изображены протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

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

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (3)$$

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

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

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (4)$$

где $T_{\text{кал}}$ – календарные дни (ТКАЛ = 366);

$T_{\text{вых}}$ – выходные дни (ТВД = 52);

$T_{\text{пр}}$ – праздничные дни (ТПД = 12);

$$k_{\text{кал}} = 366 / (366 - 52 - 12) = 366 / 302 = 1,212.$$

Все рассчитанные значения сведены в таблицу 4.2.2.

Таблица 4.2.2 – Временные показатели проведения научного исследования

№ этапа	Название работы	Исполнители	Трудоемкость работ			Т _{рi} (дн)
			t _{min} (чел-дн)	t _{max} (чел-дн)	t _{ож} (чел-дн)	
1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель	1	1	1	1
2	Выбор направления исследований	Научный руководитель	1	1	1	1
		Студент	2	4	3	3
3	Ознакомление с экспериментальными данными	Студент	2	5	3	3
4	Изучение технологии процесса	Студент	4	7	5	5
5	Обзор современной литературы по выбранному направлению	Студент	3	8	6	6
6	Подбор и изучение материалов по теме	Студент	3	5	4	4
7	Теоретическое обоснование выбора методик расчета, создание математической модели	Научный руководитель	1	3	2	2
		Студент	1	3	2	2
8	Обработка результатов	Студент	6	9	8	8
9	Корректировка модели и ее модернизация	Научный руководитель	1	2	1	1
		Студент	1	2	1	1
10	Выводы по полученным экспериментальным данным	Студент	4	6	5	5
11	Обсуждение результатов	Научный руководитель	3	5	4	4
		Студент	3	5	4	4
12	Оценка эффективности полученных результатов	Научный руководитель	2	5	3	3
13	Оформление пояснительной записки	Научный руководитель	2	4	3	3
		Студент	8	11	10	10
	Всего дней	Научный руководитель				15

4.3 Бюджет научного исследования

Расчет материальных затрат НИИ

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi} \quad (5)$$

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

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, m^2 и т.д.);

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./ m^2 и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы (15-25 % от стоимости материалов).

Материальные затраты, необходимые для данного исследования, отражены в таблице 4.3.1.

Таблица 4.3.1 - Материальные затраты

Наименование	Ед. изм.	Количество			Цена за единицу, тыс. руб			Сумма, тыс.руб		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Природный газ	т	800	750	800	0	0	0	0	0	0
Ингибитор коррозии	т	0,0001	0,0001	0,0001	45,0	50,0	46,8	4 500	5 000	4 680
Итого								4 500	5 000	4 680

Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Все расчеты по приобретению спецоборудования и оборудования, имеющегося в организации, но используемого для каждого исполнения конкретной темы, сводятся в таблице 4.3.2.

Таблица 4.3.2 – Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

№ п/п	Наименование оборудования	Количество единиц оборудования			Цена единицы оборудования, тыс. руб.			Общая стоимость оборудования, тыс. руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1.	Ректификационная колонна	1	1	1	795,0	798,2	796,3	534,0	548,0	532,0
2.	Сепаратор	1	1	1	96,8	98,9	97,0	5,8	5,5	6,8
3.	Ребойлер	1	1	1	760,3	762,0	765,1	12,0	10,0	14,0
4.	Теплообменник	1	1	1	800,0	800,5	810,0	2,5	2,0	2,2
Итого								2 452,1	2 459,6	2 468,4

Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату [1].

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп} \quad (6)$$

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

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

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

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p \quad (7)$$

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

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} \quad (8)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

М – количество месяцев работы без отпуска в течение года:
 при отпуске в 24 раб. дня М = 11,2 месяца, 5-дневная неделя;
 при отпуске в 48 раб. дней М = 10,4 месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 4.3.3.).

В таблице 4.3.3 приведен баланс рабочего времени каждого работника НИИ.

Таблица 4.3.3 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Научный руководитель	Студент
Календарное число дней	366	366
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	51	180
- праздничные дни	12	12
Потери рабочего времени		
- отпуск	48	58
- невыходы по болезни	-	-
Действительный годовой фонд рабочего времени	255	116

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_M = Z_6 \cdot (k_{пр} + k_d) \cdot k_p \quad (9)$$

где $Z_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{тс}$);

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2-0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20% от $Z_{тс}$);

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

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 4.3.4.

Таблица 4.3.4 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	Z_6 , руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_M , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.

Научный руководитель	25 870	0,3	0,4	1,3	54 640	2 790	15	41 850
Студент	11130	0,3	0,4	1,3	22160	1 055	51	53 805
Итого $Z_{осн}$,								95 655

Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

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

$$Z_{доп} = 0,13 \cdot 95655 = 12\,435,2 \text{ руб.}$$

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина этих отчислений определяется по формуле (11):

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot Z_{осн} + Z_{доп}$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

На 2017 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30 %. Однако на основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений

осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2017 году водится пониженная ставка – 27,1 %.

Таблица 4.3.5 - отчисления во внебюджетные фонд

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Научный руководитель	41 850	41 850	41 850	6 277	6 277	6 277
Студент	53 805	53 805	53 805	8070	8070	8070
Консультант ЭЧ	7 105	7 105	7 105	1 065	1 065	1 065
Консультант СО	7 105	7 105	7 105	1 065	1 065	1 065
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3					
Итого: 35 163						

Накладные расходы

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

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}} \quad (12)$$

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

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%. Таким образом, накладные расходы на данные НТИ составляют 510 211руб.

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

В таблице 4.3.6 приведено определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект.

Таблица 4.3.6 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, тыс. руб.			Примечание
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	
1. Материальные затраты НТИ	4 500	5 000	4 680	Таблица 5
2. Затраты на специальное	2 452 100	2 459 600	2 468 400	Таблица 6

оборудование для научных (экспериментальных) работ				
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	95 655	95 655	95 655	Таблица 8
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	12 435,2	12 435,2	12 435,2	Нумерация 10
5. Отчисления во внебюджетные фонды	35 163	35 163	35 163	Таблица 9
6. Накладные расходы	415 976,5	417 256,5	418 613,3	16 % от суммы ст. 1-5
7. Бюджет затрат НТИ	3 015 829,7	3 025 109,7	3 034 946,5	Сумма ст. 1-6

Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, 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.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (13)$$

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

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}1} = \frac{3015829,7}{3034946,5} = 0,98;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}2} = \frac{3025109,7}{3034946,5} = 0,99;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}3} = \frac{3034946,5}{3034946,5} = 1.$$

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в таблице 4.3.7.

Таблица 4.3.7 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Повышение производительности труда рабочего персонала	0,25	5	4	4
2. Энергоэкономичность	0,10	4	3	3
3. Надежность	0,20	4	4	4
4. Безопасность	0,20	3	2	5
5. Простота эксплуатации	0,25	5	5	3
Итого	1	21	18	19

$$I_{p-исп1} = 5 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,10 + 4 \cdot 0,20 + 3 \cdot 0,20 + 5 \cdot 0,20 = 4,05;$$

$$I_{p-исп2} = 4 \cdot 0,25 + 3 \cdot 0,10 + 4 \cdot 0,20 + 2 \cdot 0,20 + 5 \cdot 0,20 = 3,50;$$

$$I_{p-исп3} = 4 \cdot 0,25 + 3 \cdot 0,10 + 4 \cdot 0,20 + 5 \cdot 0,20 + 3 \cdot 0,20 = 3,70.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{исп.i}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^a}{I_\phi^p}; I_{финр}^a = \frac{I_m^a}{I_\phi^a} \quad (14)$$

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп.1}}{I_{финр}^p} = \frac{4,05}{0,98} = 4,13;$$

$$I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп.2}}{I_{финр}^p} = \frac{3,50}{0,99} = 3,54;$$

$$I_{исп.3} = \frac{I_{p-исп.3}}{I_{финр}^p} = \frac{3,70}{1} = 3,70.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную

эффективность проекта (таблица 4.3.7) и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{ср}}$):

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^{\text{р}}}{I_{\text{финр}}^{\text{а}}} \quad (15)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср.1}} = \frac{I_{\text{исп.1}}}{I_{\text{исп.1}}} = \frac{4,13}{4,13} = 1;$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср.2}} = \frac{I_{\text{исп.2}}}{I_{\text{исп.1}}} = \frac{3,54}{4,13} = 0,86;$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср.3}} = \frac{I_{\text{исп.3}}}{I_{\text{исп.1}}} = \frac{3,70}{4,13} = 0,90.$$

где $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ – сравнительная эффективность проекта;

$I_{\text{тэ}}^{\text{р}}$ – интегральный показатель разработки;

$I_{\text{тэ}}^{\text{а}}$ – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Таблица 4.3.8 - Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,98	0,99	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,05	3,50	3,70
3	Интегральный показатель эффективности	4,13	3,54	3,70
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,86	0,90

Заключение: в ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были определены финансовый показатель разработки, показатель ресурсоэффективности, интегральный показатель эффективности и, на основании сравнительной эффективности вариантов исполнения, оптимальным был выбран вариант исполнения 1.

5 Социальная ответственность

Улучшение условий труда – самостоятельная и важная задача социальной политики. Быстрое развитие химической промышленности, внедрение новой технологии неразрывно связано с созданием безопасной техники, улучшением условий труда, повышением его производительности, уменьшением и ликвидацией производственного травматизма и профессиональных заболеваний.

За весь период эксплуатации газокompрессорной станции проведена большая работа по обеспечению безопасных условий труда, предупреждению аварий и несчастных случаев с тяжелым исходом. К опасным и вредным факторам, которые могут возникнуть при обслуживании объектов газового хозяйства, относятся: поражение электрическим током, повышенный уровень шумов на рабочем месте, недостаточная его освещенность и т.д.

В работе рассматривается газокompрессорная станция, которая из попутного нефтяного газа получает три вида продукции – газ сухой отбензиненный, газовый конденсат и пропан-бутановую фракцию (сжиженный газ). Объектом исследования данной работы стал процесс газофракционирования. Цель работы - модернизация ГКС для получения дополнительной продукции.

Аппараты, такие как компрессоры, сепараторы, ректификационная колонна находятся на открытых площадках, а также основная часть насосного оборудования расположены в отдельных производственных помещениях. Наблюдение за процессом и контроль технологических параметров осуществляется при помощи центрального пульта управления, а также с периодическим обходом-осмотром оборудования персоналом станции.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

1. При работе с вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) условиями труда запрещается применение труда женщин.

2. Лицам, не достигших восемнадцатилетнего возраста, работа с вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) условиями труда запрещается.

3. При приеме на работу с вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) условиями труда проводится обязательные медицинские осмотры работников [18].

Таким образом, при отнесении условий труда к вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) работникам, занятым на рабочем месте, которое относится к вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) должны предоставляться компенсации не ниже предусмотренных постановлением Правительства РФ от 20.11.2008 № 870. В соответствии с п. 1 данного постановления работникам, занятым на перечисленных видах работ, установлены следующие компенсации:

- сокращенная продолжительность рабочего времени - не более 36 часов в неделю в соответствии со ст. 92 ТК РФ;
- ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск - не менее 7 календарных дней;
- повышение оплаты труда - не менее 4% тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда [18].

Производственная безопасность

В данном пункте анализируются вредные и опасные факторы, которые могут возникать при разработке или эксплуатации проектируемого решения. Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлен в таблице 5.1.1 [19].

Таблица 5.1.1 – вредные и опасные производственные факторы ГКС по ГОСТ 12.0.003-2015

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	СанПиН 2.2.4.584-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
Превышение уровня шума		+	+	ГОСТ 12.1.003–2014 Шум. Общие требования безопасности.
Недостаточная освещенность рабочей зоны		+	+	СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.
Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	+	ГОСТ 12.1.019-2017 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

Повышенная или пониженная влажность воздуха

Микроклимат производственной среды (температура воздуха, влажность, скорость движения воздуха, барометрическое давление) оказывают значительное воздействие на протекание жизненных процессов в жизни человека и являются важной характеристикой гигиенических условий труда. Работа по обслуживанию технологического оборудования связана с частым передвижением по производственной площадке, сбором и обработкой информации относится к работе средней тяжести.

Особенностью процесса промышленной подготовки газа является размещение оборудования на открытых площадках. Обслуживающему персоналу приходится работать в условиях высоких или низких температур, при воздействии солнечной радиации, сильного ветра.

Для обеспечения нормальных условий труда строятся производственные помещения, отвечающие СанПиН 2.2.4.584-96 [20].

В летний период года в помещениях температура воздуха должна быть не более $20 \div 22$ °С, влажность $30 \div 60$ %, скорость движения воздуха не более 0,2 м/с.

Приборы автоматического и дистанционного управления насосами размещают в закрытых помещениях. Наиболее трудоёмкие процессы механизированы, например, открытие или закрытие задвижек, это приводит к уменьшению тепловыделений в организме человека.

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Работа установок подготовки газа сопровождается шумом.

Источниками шума являются машины и механизмы с неуравновешенными вращающимися массами (компрессора, насосы, электродвигатели, трубопроводы). Повышение уровня шума неблагоприятно сказывается на организме человека и результатах его деятельности. При длительном воздействии шума не только снижается острота слуха, но и изменяется кровяное давление, ослабляется внимание, зрение, происходит изменение в двигательных центрах. Особенно неблагоприятное воздействие оказывает шум на нервную систему человека.

Допустимые уровни параметров шума на постоянных рабочих местах определены санитарными нормами проектирования промышленных предприятий ГОСТ 12.1.003-2014 [21].

Наиболее высоким уровнем шума обладают технологические компрессора (110 дБ), а также технологические установки и аппараты, в которых движение газа и жидкостей происходит с большими скоростями и имеет пульсирующий характер.

Для постоянных рабочих мест и рабочей зоны в производственном помещении и на территории предприятия допустимый уровень шума 85 дБ.

Снижение уровня шума достигается с помощью организационных и промышленных мероприятий. Используются следующие методы:

- уменьшением шума в источниках их образования;
- установка звукоотражателей, звукопоглощателей, звукоизоляции;
- ограничение времени работы обслуживающего персонала на объектах повышенной опасности.

В качестве звукоизолирующих материалов применяют войлок, вату, асбест.

Средствами индивидуальной защиты являются ушные вкладыши, наушники.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Рациональное освещение производственных помещений и территории завода имеет большое санитарно – гигиеническое значение и способствует правильной организации труда.

С увеличением освещённости до известных пределов увеличивается острота зрения, увеличивается скорость, с которой глаз различает движущиеся предметы. Свет от солнца является наиболее гигиеничным, так как он оказывает оздоравливающее биологическое действие на окружающую среду и на организм человека. Непрерывный характер технологического процесса требует создания хорошей освещённости и в ночное время.

Все сосуда и аппараты на газокompрессорной станции находятся на открытой площадке при естественном освещении. Естественный солнечный свет характеризуется большой интенсивностью и равномерностью освещения, и создает наилучшие условия для работы. В темное время суток территория газокompрессорной станции освещается прожекторами.

В производственных помещениях используется искусственное освещение. Для искусственного освещения используются люминесцентные

лампы ЛБ – белого цвета или ЛТБ – тепло – белого цвета, мощностью 20,40,60 Вт. Согласно действующим санитарным нормам и правилам СНиП 23-05-95 [22] для искусственного освещения регламентирована наименьшая допустимая освещенность рабочих мест, а для естественного и совмещенного – коэффициент естественной освещенности (КЕО).

Рекомендуемая освещенность для работы с приборами КИПиА составляет 200 лк, а при работе с приборами КИП и А в сочетании с работой над документацией (ежечасная запись в журнале контроля параметров технологического процесса, работой с регламентом техпроцесса) – 400 лк [22].

Рекомендуемое значение яркости в поле зрения оператора должно лежать в пределах 2,5%.

Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

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

При нарушении правил эксплуатации или неисправности электрооборудования возникает опасность воздействия электрического тока на человека. Электробезопасность обеспечивается в соответствии с ГОСТ 12.1.019-2017 [23] и относится к особо опасной категории.

Источниками электрической опасности являются:

- оголенные части проводов или отсутствие изоляции;
- отсутствие заземления;
- замыкания;
- статическое напряжение.

Для защиты рабочих от токоведущих частей электроустановок предусматривается спецодежда: диэлектрические перчатки, обувь без металлических набоек. Все ремонтные работы электрооборудования и электрических сетей проводить при отключенной электросети.

Электробезопасность работающего персонала должна обеспечиваться выполнением следующих мероприятий [23]:

- соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей;
- изоляция токопроводимых частей;
- применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- использование предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;
- применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений;
- использование средств защиты и приспособлений.

5.2 Экологическая безопасность

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

Защита селитебной зоны

Анализ показал отсутствие воздействия на селитебную зону в виду расположения производства вдали от жилой зоны.

Воздействие объекта на атмосферу

Основные источники загрязнения - это выбросы вредных веществ в атмосферу с факела. При сжигании попутного нефтяного газа на факелах в атмосферу выбрасывается большое количество загрязняющих веществ [24]:

- диоксид азота;
- углерод черный (сажа);
- оксид углерода;
- метан.

С целью охраны воздушного бассейна, выполняются следующие технологические мероприятия, обеспечивающие минимальные выбросы в атмосферу:

- установка трубных расширителей на факельном газопроводе с целью исключения сгорания жидких фракций углеводородов на факеле;
- перед подачей газа на факел, использовать очистку газа от токсичных веществ.

Воздействие объекта на гидросферу

Загрязненные стоки на газокompрессорной станции образуются за счет конденсации насыщенного водяного пара, используемого для пропарки оборудования, либо при разгерметизации трубопроводов и оборудования.

Для предотвращения попадания вредных веществ в водоемы за пределы производственной площадки, предусмотрено:

- обвалование площадок, где возможен разлив продукта;
- дренажные емкости для сбора возможных разливов продукта и загрязнения при этом дождевых и талых вод и последующем отведении их в систему ППД для совместного использования в технологическом процессе.

Сточные воды канализации проходят механическую очистку и доочистку на биологических очистных сооружениях завода [25].

Воздействие объекта на литосферу

На предприятии только в процессе сепарации и фильтрования газа от жидких нефтепродуктов и механических примесей выделяется около 26-30 т. твердых солей и механических примесей, содержащих в своем составе до 35% смеси углеводородов и 35-60% воды. Таким образом, предприятие "вырабатывает" более 100 т в сутки твердых, нефтесодержащих и пожароопасных отходов.

Мероприятия по утилизации твердых отходов представлены в таблице 5.2.1.

Таблица 5.2.1 – Утилизация твердых отходов [26]

Наименование отхода	Место складирования, транспортировка	Периодичность образования	Место захоронения, утилизация
Нефтешлам	Специально оборудованная площадка с контейнерами для сбора отходов.	Постоянно. Чистка и вывоз шлама с установки в период ремонта и чистки оборудования.	Вывоз на специально отведенное место для захоронения.
Люминесцентные ртутьсодержащие трубки отработанные и брак	В закрытой таре отдельно (тара завода – изготовителя)	Периодически.	Отходы передают на пункт приема ртутьсодержащих отходов на демеркуризацию (обезвреживание)
Прочие отходы нефтепродуктов, продуктов переработки нефти, угля, газа, горючих сланцев и торфа (Грунт, загрязненный нефтепродуктами)	Места накопления отсутствуют	Периодически.	Накопление не осуществляется. Сразу после образования вывозится для обезвреживания на шламонакопитель
Мусор от бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный)	В закрытой таре в смеси (контейнер V=0.7м ³ , 3 шт.)	1 неделя	Накопление осуществляется в металлических контейнерах. По мере накопления вывозятся для захоронения на полигон ТБО

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Данное производство является объектом техногенной опасности, т.е. объектом, на котором хранят, перерабатывают, используют или транспортируют опасные химические вещества, при аварии на котором или при разрушении которого может произойти гибель или химическое заражение людей, растений, а также химическое заражение окружающей среды. В состав предприятия по подготовке и компримированию газа входят как площадочные опасные производственные объекты (насосы, емкости, резервуары, печи, сепараторы, компрессоры), так и линейные (различные трубопроводы). Возможны различные аварийные ситуаций: разгерметизация оборудования, трубопроводов, пожары - как следствие взрывов (таблица 5.3.1).

Таблица 5.3.1 - Возможные виды аварийного состояния производства и способы их устранения [26]

Возможные производственные аварийные ситуации	Причины возникновения производственных аварийных ситуаций	Действия персонала по предупреждению и устранению производственных аварийных ситуаций
Взрывы, пожары, разгерметизация трубопровода	Несоблюдение режима ведения процесса, разгерметизация оборудования и трубопроводов, разлив взрывопожароопасных веществ	1. Необходимо вызвать пожарную охрану и бригаду скорой помощи; 2. Включение звуковой аварийной сигнализации. 3. Перекрыть подачу теплоносителя. Прекратить подачу сырья. 4. Сброс давления на факел. 5. Остановка остального оборудования.
Протечки в запорнорегулирующей арматуре или в аппаратах	Разгерметизация запорнорегулирующей арматуры или аппаратов	1. Сообщить начальнику цеха или мастеру установки; 2. Ликвидация протечек с остановкой оборудования (если не возможно устранить по другому) 3. Ликвидировать протечки без остановки оборудования.
Сбой системы электроснабжения	Неполадки в системе электроснабжения	1. Сообщить начальнику цеха или мастеру установки; 2. Перекрыть подачу топлива к горелкам печей. 3. Подать азот в систему аварийного пожаротушения печей. 4. Проконтролировать отключение всего насосно-компрессорного оборудования.
Повышенная вибрация насосного оборудования	Неправильная центровка электродвигателя с насосом	Отцентрировать насос

Пожарная безопасность

Причины возникновения пожаро-взрывоопасной ситуации:

- разгерметизация трубопроводов в местах соединения;
- проведение огневых работ без первичных средств пожаротушения;
- разгерметизация оборудования с возгоранием;
- большое количество резервуаров, емкостей и аппаратов, в которых имеются пожароопасные продукты под высоким давлением и

высокой температуре, разветвленная сеть технологических трубопроводов с многочисленной запорно-пусковой и регулирующей арматурой и контрольно-измерительными приборами;

- высокая теплота сгорания веществ и материалов [27].

В свою очередь, пожары, взрывы и аварийная загазованность могут быть следствием возникновения следующих аварийных ситуаций:

- использование неисправного оборудования;
- нарушение технологического режима;
- пуск неисправной технологической линии (аппарата)

установки;

- нарушение правил ремонтных работ.

Здания, сооружения, помещения, технологические установки должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения: огнетушителями, ящиками с песком, асбестовое полотно, грубошерстная ткань, войлок (кошма), пожарными ведрами, совковыми лопатами, штыковыми лопатами, пожарным инструментом (крюками, ломами, топорами и т.п.), которые используются для локализации и ликвидации пожаров в начальной стадии их развития [28].

Вывод по разделу социальная ответственность

В данной главе выпускной квалификационной работы были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы Луганской газокompрессорной станции, оказывающие влияние на здоровье человека, а также нормативные документы, регулирующие их воздействие на человека.

Были описаны мероприятия по снижению уровня воздействия этих факторов, влияние технологического процесса на экологическую безопасность. Также были выявлены возможные виды аварийного состояния объекта, поэтому предусмотрены способы их устранения.

Заключение

В данной работе было рассмотрено многообразие схем подготовки газа. Особенное внимание было уделено подготовке на ГКС Цель работы – модернизация технологической схемы газокompрессорной станции — была успешно выполнена с применением моделирующей системы Unisim Design.

Для достижения поставленной цели был решен ряд задач:

- Составлена модель схемы ГКС в UniSim Design;
- Предложен вариант изменения схемы и рассчитан технологический процесс с предлагаемым изменением;
- Проанализирован этот вариант, сравнен с текущей схемой по эффективности.

В результате проведенных исследований была построена модель газокompрессорной станции. Предложены варианты изменения схемы и рассчитан технологический процесс с предлагаемым изменением. Проанализирован этот вариант и сравнен с текущей схемой по эффективности.

Показано, что ценным продуктом установки может быть не только сухой отбензиненный газ, но и более тяжелые продукты установки. Был выбран способ получения дополнительных продуктов на ГКС без ущерба качеству и количеству сухого отбензиненного газа, а именно: фракции сжиженных углеводородных газов и газового конденсата. Для этой цели была предложена ректификационная колонна и смежные аппараты и подобраны режимы ее работы. Таким образом была модернизирована технологическая схема ГКС.

Основные технологические параметры ректификационной колонны:

- Диаметр колонны – 1,5 м;
- число тарелок – 60;
- размер тарелок – 1,5 м;
- высота тарельчатой секции – 28 м;
- давление верха колонны – 1900 кПа;

- температура верха колонны – 5°C;
- давление низа колонны – 2000 кПа;
- температура низа колонны – 79°C.

Повысили расход продукта ПБФ на 762 кг/ч. Снизилось ДНП ГК и составило 57,8 кПа, что говорит о более эффективной стабилизации ГК.

Результаты работы могут быть применены для установок подготовки попутного нефтяного газа, а также всех процессов, сырьем которых являются газы с повышенным содержанием C₃₊.

Список использованной литературы

1. Книжников А.Ю., Тетельмин В.В., Бунина Ю.П. Аналитический доклад по проблеме использования попутного нефтяного газа в России. – Всемирный фонд дикой природы (WWF), 2015. – 62 с.;
2. ГОСТ Р 54910-2012 Залежи газоконденсатные и нефтегазоконденсатные, Характеристики углеводородов газоконденсатные, Термины и определения.;
3. Голованова А. Е., Тимошевская А. Р., Ханина Е. А. Современное состояние и направления развития использования попутного нефтяного газа в России. – Москва: РГУ, 2016. – 24-31 с.;
4. Библиотека Института современного развития. «Исследование состояния и перспектив направлений переработки нефти и газа, нефте- и газохимии в РФ. – М.:Экон-информ, 2011. – 806с.;
5. Агабеков В.Е., Косяков В.К., Ложкин В.М. Нефть и газ. Добыча, комплексная переработка и использование. - Мн.: БГТУ, 2003. - 376 с.;
6. Технологический регламент по производству осушенного газа $C_1 C_2$ и $C_3 C_4$ Лугинецкой газокompрессорной станции ОАО «Томскнефть» ВНК. – Томск, 1996. – 569с.;
7. Артемова Т.Г. Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов: Учебное пособие. - Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2000. - 176 с.;
8. <https://sadovij-pomoshnik.ru/nasosnoe-oborudovanie/nasosy-dlya-vodosnabzheniya-otopleniya/vintovye.html> Насос винтовой;
9. Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А. Технология обработки газа и конденсата. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 596 с.;
10. Ахметов С. А. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа: Учебное пособие / С. А. Ахметов, Т. П. Сериков, И. Р. Кузеев, М. И. Баязитов; Под ред. С. А. Ахметова. — СПб.: Недра, 2006. — 868 с.;

11. Мельников В.Б. Промысловый сбор и переработка газа и газового конденсата: Учебник. - М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2017. - 464с;
12. Тараканов, Г.В. Основы технологии переработки природного газа и конденсата: учеб. пособие / Г.В. Тараканов, А.К. Мановян; под ред. Г.В. Тараканова; Астрахан. гос. техн. ун-т. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Астрахань: Изд-во АГТУ, 2010. – 192 с.;
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. ГОСТ 20448-2018 Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового назначения.;
16. Кузьмина Е.А, Кузьмин А.М. Функционально-стоимостный анализ. Экскурс в историю. "Методы менеджмента качества" №7 2002.;
17. Скворцов Ю.В. Организационно-экономические вопросы в дипломном проектировании: Учебное пособие. – М.: Высшая школа, 2006. – 399 с.;
18. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018);
19. ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»;
20. СанПиН 2.2.4.584-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений;
21. ГОСТ 12.1.003–2014 Шум. Общие требования безопасности. [Текст].- введ. 01.07.1984.- М.: Стандартинформ, 2008. – 13 с.;
22. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.;
23. ГОСТ 12.1.019-2017 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.;

24. ГН 2.1.6.1338 – 03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест;
25. ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.;
26. Технологический регламент Лугинецкой газокompрессорной станции ОАО «Томскнефть» – ВНК, версия 4.0 – Стрежевой, 2011 г;
27. ГОСТ 12.1.004. – 91. Пожарная безопасность. Общие требования.;
28. Горячев С.А., Клубань В.С. Пожарная профилактика технологических процессов производств. М.: ВИПТШ МВД СССР, 1983.