



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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
ООП/ОПОП Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
Динамическое моделирование установки подготовки нефти и газа

УДК 622.276.8:004.9

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ16	Калинин Алексей Александрович		16.06.2023

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Зиякаев Григорий Ракинович	к.т.н., доцент		16.06.2023

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н., профессор		17.05.2023

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин Андрей Александрович	к.т.н., доцент		27.04.2023

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Манабаев Кайрат Камитович	к.ф.-м.н., доцент		16.06.2023

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, выработать стратегию действий
УК-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК-3	Способен организовывать и руководить работой команды, выработывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способность оценивать эффективность инновационных решений и анализировать возможные технологические риски их реализации.
ПК(У) -2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль и техническое сопровождение.
ПК(У)-3	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли.

Код компетенции	Наименование компетенции
ПК(У)-4	Знание современных САД-САЕ-систем, их функциональные возможности для проектирования геометрических моделей изделий высокой сложности.
ПК(У)-5	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов.
ПК(У)-6	Способность к разработке учебно-методических материалов для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области обеспечения работы технологического оборудования
ПК(У)-7	Способность реализовывать программы профессионального обучения: планировать и проводить учебные занятия, оценивать достижение планируемых результатов для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области обеспечения работы технологического оборудования



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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
ООП/ОПОП Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
Манабаев К.К.
(Ф.И.О.)

(Подпись)

(Дата)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ16	Калинин Алексей Александрович

Тема работы:

Динамическое моделирование установки подготовки нефти и газа	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 41-56/с от 10.02.2023 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2023 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе (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.).</p>	<p>Нормативные и патентные документы, научные публикации, методы математического и компьютерного моделирования процессов, технологический регламент установки подготовки нефти и газа одного из месторождений Томской области, технические паспорта изделий и сосудов, работающих под давлением (сепараторы, АВО, компрессорные установки), карты технологического контроля газа из разных точек схемы, свод параметров с пультов автоматизированного рабочего места операторов УПН и ГКС</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p>Введение: проблемы, связанные с подготовкой ПНГ на нефтегазоконденсатном месторождении, постановка цели и задач, практическая значимость; Теоретическая часть: обзор литературы, машины и оборудование для подготовки ПНГ, схема взаимодействия УПН и ГКС, формулировка гипотез о «узких» местах схемы подготовки газа, теоретический базис моделирования технологических процессов, выбор платформы для моделирования;</p>

	<p>Экспериментально-практическая часть: разработка и анализ цифрового двойника в моделирующей системе Aspen Hysys, проверка гипотез на цифровом двойнике установки и поиск оптимального технологического режима подготовки попутного нефтяного газа;</p> <p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: оценка затрат на внедрение системы цифрового моделирования на промысле;</p> <p>Социальная ответственность: анализ опасных и вредных факторов и вопросов обеспечения безопасности при работе на установке подготовки нефти и газа.</p>
--	---

<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>Графические схемы технологического процесса установки подготовки нефти и газокomppressorной станции;</p> <p>Динамическая модель технологической схемы подготовки ПНГ до и после модернизации;</p> <p>Таблицы с параметрами газа и его компонентным составом;</p> <p>Таблицы с капитальными и эксплуатационными затратами, макроэкономические показатели, микроэкономические показатели;</p> <p>Таблица с опасными и вредными производственными факторами при работе на УПНГ;</p> <p>Таблица с токсичными и пожароопасными свойствами веществ, задействованных на установке.</p>
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор ОНД, д.э.н., Шарф Ирина Валерьевна
Социальная ответственность	Доцент ООД, к.т.н., Сечин Андрей Александрович
Digital modeling of production process. Literature review	Доцент ОИЯ, к.ф.н., Швагрукова Екатерина Васильевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:

Digital modeling of production process. Literature review

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2023
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Зиякаев Григорий Ракитович	к.т.н., доцент		10.02.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ16	Калинин Алексей Александрович		10.02.2023

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

Студенту:

Группа	ФИО		
2БМ16	Калинин Алексей Александрович		
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/ специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Динамическое моделирование установки подготовки нефти и газа	
Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих 	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на внедрение системы цифрового моделирования промышленных процессов и стоимости реализации технологии рециркуляции попутного нефтяного газа.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Нормы и нормативы расходования ресурсов 	Отраслевые регламентирующие документы
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования 	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 18.03.2023
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ 	Обоснование перспективности мероприятий по внедрению технологии цифрового моделирования технологических процессов промысла
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок 	Расчет доходов и затрат на внедрение технологии рециркуляции низконапорного попутного нефтяного газа
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности 	Оценка ресурсной и экономической эффективности внедрения технологии рециркуляции попутного нефтяного газа
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
Таблицы:	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Капитальные вложения в проект и их распределение по годам ▪ Макроэкономические показатели ▪ Расчет эксплуатационных затрат 	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н., профессор		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ16	Калинин Алексей Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО		
2БМ16	Калинин Алексей Александрович		
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Динамическое моделирование установки подготовки нефти и газа

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения ▪ Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><u>Объект исследования:</u> установка подготовки нефти и газа Северо-Останинского нефтегазоконденсатного месторождения</p> <p><u>Область применения:</u> нефтегазовая промышленность</p> <p><u>Рабочая зона:</u> производственное помещение/полевые условия</p> <p><u>Климатическая зона:</u> IV климатическая зона</p> <p><u>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</u> технологическое оборудование для обеспечения технологического процесса работы установки, в том числе СРД</p> <p><u>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</u> контроль параметров технологического режима; отбор проб газа, газового конденсата, ШФЛУ</p>
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства ▪ Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования ▪ ГОСТ Р 50923-96. Дисплеи. Рабочее место оператора. Общие эргономические требования и требования к производственной среде. Методы измерения ▪ ГОСТ 31370-2008 (ИСО 10715:1997) Газ природный. Руководство по отбору проб ▪ ГОСТ Р 55609-2013 Отбор проб газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и широкой фракции легких углеводородов. Общие требования (Переиздание) ▪ ГОСТ 12.2.016-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ) Оборудование компрессорное. Общие требования безопасности (с Изменением N 1) ▪ Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением" ▪ Рабочие инструкции по охране труда и пожарной безопасности
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов ▪ Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p><u>Вредные факторы:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды на местонахождении работающего: температура и относительная влажность воздуха, скорость движения воздуха относительно тела работающего ▪ Чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания, то есть аномальное физическое состояние воздуха и (или) аэрозольный состав воздуха ▪ Повышенный уровень локальной вибрации ▪ Повышенный уровень шума ▪ Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения ▪ Длительное сосредоточенное наблюдение <p><u>Опасные факторы:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты

	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Чрезмерно высокая или низкая температура материальных объектов производственной среды, вызывающая ожоги (обморожения) тканей организма человека ▪ Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов ▪ Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие ▪ Пожароопасность, взрывоопасность ▪ Сосуды, работающие под давлением <p><u>Средства коллективной и индивидуальной защиты:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Средства индивидуальной защиты головы и кожного покрова, органов зрения, слуха, дыхания: защитная каска, костюм, обувь, защитные очки, наушники, беруши, респираторы, фильтрующие противогазы ▪ Средства коллективной защиты: изоляция аппаратов и трубопроводов, защитные ограждения и знаки <p><u>Обоснование мероприятий по снижению воздействия:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Пожарная безопасность ▪ Электробезопасность ▪ Аппараты под давлением ▪ Механические травмы
3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения	<p><u>Воздействие на селитебную зону:</u> заражающее воздействие нефтепродуктов и метанола при аварии</p> <p><u>Воздействие на литосферу:</u> аварийный пролив нефтепродуктов, метанола, откачка сточных производственных вод с емкостей</p> <p><u>Воздействие на гидросферу:</u> сброс охлаждающей воды</p> <p><u>Воздействие на атмосферу:</u> сжигание попутного нефтяного газа на факелах, сброс газа на свечах рассеивания, пары метанола</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения	<p><u>Возможные ЧС:</u></p> <p>Техногенный ЧС: пожары, взрывы, разгерметизация технологического оборудования, аварии систем водоснабжения, канализации, аварии на электростанциях</p> <p>ЧС природного характера: оползни, провалы территории, обвалы, ураганы, ливни, опасно высокие уровни грунтовых вод</p> <p><u>Наиболее типичная ЧС:</u> разгерметизация технологического оборудования</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин Андрей Александрович	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ16	Калинин Алексей Александрович		



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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
ООП/ОПОП Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
Период выполнения (осенний/ весенний семестр 2022/2023 учебного года)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ16	Калинин Алексей Александрович

Тема работы:

Динамическое моделирование установки подготовки нефти и газа

Срок сдачи обучающимся выполненной работы	16.06.2023
---	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.03.2023	Теоретическая часть/ аннотация, введение, обзор литературы, машины и оборудование для промышленной подготовки ПНГ, моделирование технологических процессов	20
30.04.2023	Разработка и анализ цифрового двойника в моделирующей системе Aspen Hysys	30
10.05.2023	Проверка гипотез и поиск оптимального технологического режима подготовки попутного нефтяного газа	20
25.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
05.06.2023	Социальная ответственность	10
10.06.2023	Digital modeling of production process. Literature review	10
	Итого	100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Зиякаев Григорий Ракитович	к.т.н., доцент		10.02.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Манабаев Кайрат Камитович	к.ф.-м.н., доцент		10.02.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ16	Калинин Алексей Александрович		10.02.2023

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа магистранта состоит из 119 страниц, 26 рисунков, 24 таблиц, 37 источников.

Ключевые слова: моделирование технологических процессов, установка подготовки нефти, газокompрессорная станция, установка улавливания легких фракций, сепаратор, компрессорная установка, попутный нефтяной газ.

Объектом исследования является установка подготовки нефти и газа.

Цель работы: разработка и анализ цифровой динамической модели установки подготовки нефти и газа.

В ходе работы проводились: исследование взаимодействия технологических машин и оборудования установки подготовки нефти и газокompрессорной станции, моделирование цифрового двойника процесса промышленной подготовки попутного нефтяного газа, анализ «узких» мест цепочки подготовки газа и предложенного варианта модернизации на базе построенной модели.

Результатом работы стала разработка достоверной, функционально-ориентированной, цифровой модели процесса подготовки ПНГ по контролируемым косвенным параметрам технологического процесса и эпизодической уточняющей коррекцией по результатам лабораторных анализов.

Основные технологические характеристики: компонентный состав газа, плотность газа при стандартных условиях, концентрация углеводородов C_{3+} , объемный расход газа, массовый расход жидкости, температура, давление, процент открытия регулирующей запорной арматуры.

Экономическая значимость работы для промысла заключается в возможности сокращения дополнительных затрат на замену разрушаемых компонентов клапанной сборки КУ и увеличения ресурсной эффективности и сокращения затрат при аварийных остановках компрессорных установок и последующем сжигании попутного нефтяного газа на факелах.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

Нормативные ссылки:

ГОСТ Р 57188-2016	Численное моделирование физических процессов. Термины и определения.
ГОСТ Р 54973-2012	Переработка попутного нефтяного газа. Термины и определения.
ГОСТ Р 54910-2012	Залежи газоконденсатные и нефтегазоконденсатные. Характеристики углеводородов газоконденсатные. Термины и определения.
ГОСТ Р 50923-96	Дисплеи. Рабочее место оператора. Методы измерения.
ГОСТ Р 55609-2013	Отбор проб газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и широкой фракции легких углеводородов. Общие требования.
ГОСТ 31370-2008	Газ природный. Руководство по отбору проб.
ГОСТ 12.2.016-81	Система стандартов безопасности труда. Оборудование компрессорное. Общие требования безопасности.
ГОСТ 12.1.019-2017	Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
СанПиН 2.2.4.548-96	Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
ФЗ №197 от 30.12.2001	Обязанности работодателя по обеспечению условий и охраны труда.

Определения:

Динамическая модель – теоретическая конструкция (модель), описывающая изменение состояний промежуточных и конечных объектов при задании начальных условий.

Компрессорная установка – компрессорный агрегат с дополнительными системами, обеспечивающими его работу.

Поршневой компрессор – компрессор объемного действия, в котором изменение объемов рабочих камер осуществляется поршнями, совершающими прямолинейное возвратно-поступательное движение.

Попутный нефтяной газ – газообразная смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов, добываемая совместно с нефтью через нефтяные скважины и выделяющаяся из нефти в процессе ее промышленной подготовки.

Компонентный состав – характеристика попутного нефтяного газа как многокомпонентной смеси, содержащей в себе различные углеводороды в газообразном состоянии, нежелательные компоненты, твердые механические и жидкие примеси.

Сепарация – технологический процесс отделения растворенных газов и летучих паров от конденсата попутного нефтяного газа.

Конденсат – смесь жидких компонентов, выделившихся из попутного нефтяного газа в результате изменения термобарических условий.

Обозначения и сокращения:

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

ГС – газовый сепаратор;

ГКС – газоконпрессорная станция;

КСУ – конечная сепарационная установка;

КУ – компрессорная установка;

ПНГ – попутный нефтяной газ;

СФ – сетчатый фильтр;

УПН – установка подготовки нефти;

УУЛФ – установка улавливания легких фракций;

ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов.

Введение	15
1 Теоретическая часть	18
1.1 Обзор литературы	18
1.2 Машины и оборудование для подготовки ПНГ	21
1.2.1 Стадия сепарации.....	22
1.2.2 Стадия компримирования	27
1.2.3 Стадия охлаждения.....	29
1.3 Технологическая схема взаимодействия УПН и ГКС	30
1.3.1 Проблемные участки схемы подготовки ПНГ	38
1.4 Моделирование технологических процессов.....	40
1.4.1 Отечественное программное обеспечение для моделирования технологических процессов	41
1.4.2 Выбор платформы для проведения расчетно-аналитической части	42
2 Разработка и анализ цифрового двойника в моделирующей системе Aspen Hysys	45
2.1 Список компонентов и выбор термодинамического пакета	45
2.2 Задание потока и модульных операций	48
2.3 Задание характеристик для аппаратов и оборудования. Оценка достоверности и запуск расчетов	52
2.4 Проверка гипотез и поиск оптимального технологического режима	55
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	64
3.1 Определение размера капитальных вложений.....	64
3.2 Расчет эксплуатационных затрат.....	67
3.3 Амортизация основных средств	67
3.4 Расчет налога на добычу полезных ископаемых	69

3.5 Налог на имущество организаций	70
3.6 Оценка экономической эффективности проекта	70
Вывод по разделу	72
4 Социальная ответственность	73
4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .	74
4.1.1 Правовые нормы трудового законодательства	74
4.1.2 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны.....	75
4.2 Производственная безопасность.....	77
4.2.1 Вредные факторы.....	78
4.2.2 Опасные факторы	83
4.3 Экологическая безопасность.....	85
4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	88
Вывод по разделу	90
Заключение	91
Список публикаций обучающегося.....	94
Список использованных источников	95
Приложение А	100
Приложение Б.....	117
Приложение В	118
Приложение Г.....	119

Введение

Актуальность темы. Развитие топливно-энергетического комплекса Российской Федерации, в том числе нефтегазового сектора дает импульс к применению всё более продвинутых инструментов и решений, предоставленных нам новой технологической эпохой промышленности, так называемой «Индустрией цифровизации 4.0». Этим термином принято обозначать технологии эпохи четвёртой промышленной революции.

Применение умных компьютерных систем, цифровых технологий и в какой-то степени искусственного интеллекта позволяет компаниям масштабно оптимизировать всё, начиная с бизнес-процессов, заканчивая жизнедеятельностью объектов промысла.

Для управления, контроля и оптимизации производительности объектов промышленного предприятия в настоящее время активно применяется система цифрового промысла: внедрение цифровых двойников, анализ математических моделей технологического процесса взаимодействия машин и оборудования позволяет оптимизировать процессы, повысить надежность и безотказность. В частности, это касается объектов добычи и подготовки нефти и газа, где правильно подобранный технологический режим и параметры работы оборудования выходят на первый план и играют ключевую роль в эффективности деятельности всего предприятия.

Целью выпускной квалификационной работы магистранта является разработка и анализ цифровой динамической модели установки подготовки нефти и газа.

Сформулирована **гипотеза** о том, что разработанный цифровой двойник поможет выявить «узкие» и уязвимые места процесса подготовки попутного нефтяного газа, а также подобрать наиболее оптимальный вариант модернизации технологической схемы и параметров технологического режима для повышения надежности и увеличения межремонтного интервала компрессорных установок, за счет сокращения внеплановых останов.

Объектом исследования является действующая установка подготовки нефти и газа.

Предметом исследования является динамическая модель установки.

В соответствии с указанной целью в работе были поставлены следующие **задачи**:

1. Литературный обзор по инновационным подходам к повышению качества подготовки попутного нефтяного газа на УПНГ;
2. Подробный разбор технологических машин и оборудования для подготовки газа;
3. Анализ взаимодействия технологических машин и оборудования УПН и ГКС;
4. Выбор программного обеспечения для моделирования процессов, краткое описание и функционал;
5. Выполнение расчетной-экспериментальной части с составлением рекомендаций по модернизации технологической схемы либо изменению режимных параметров;
6. Расчет ресурсной эффективности, оценка затрат на внедрение системы цифрового моделирования;
7. Анализ опасных и вредных факторов и вопросов обеспечения безопасности при работе на установке подготовки нефти и газа.

Научная новизна работы заключается в разработке функционально-ориентированной, цифровой математической модели процесса подготовки нефтяного газа по контролируемым косвенным параметрам технологического процесса и эпизодической уточняющей коррекцией по результатам лабораторных анализов.

Практическая значимость работы состоит в том, что улучшение качества подготовки попутного нефтяного газа перед его непосредственным поступлением в зону компримирования, повышает долговечность клапанной сборки цилиндров первых ступеней сжатия поршневого компрессора, путем сокращения содержания в компонентном составе жидких фракций.

Теоретической и методологической основой работы являются патентные документы, научные публикации, методы математического и компьютерного моделирования, технологический регламент установки подготовки нефти и газа, технические паспорта изделий и сосудов, работающих под давлением, карты технологического контроля газа из разных точек схемы, свод параметров с пультов автоматизированного рабочего места операторов УПН и ГКС.

Публикации. По теме диссертационного исследования автором опубликованы статьи в журналах, рекомендованных в действующем перечне РИНЦ, подтвержденные дипломами различных степеней.

1 Теоретическая часть

1.1 Обзор литературы

В настоящее время проводится большое количество исследований с применением умных компьютерных систем, цифровых алгоритмов и моделей для сокращения затрат на эксплуатацию и ремонт промышленного оборудования, с допустимой оптимизацией. Так как данный вопрос остро востребован последние годы, зарегистрировано много патентов и научных статей на данную тему, в которых раскрывается вся глубина проведенных мероприятий. Рассмотрим в данном разделе отечественные и иностранные разработки.

В своей научной публикации М.М. Манукян рассматривает особенности технологий переработки попутного нефтяного газа, а также их влияние на специфику экологических проблем в отрасли. Автор описывает состав попутного нефтяного газа и, проанализировав цифровую модель переработки, делает вывод, что при сжигании попутного нефтяного газа образуется большое количество вредных веществ, которые также влияют на здоровье населения. Также в статье рассчитан объем загрязняющих веществ, образующихся при сжигании попутного нефтяного газа на факельных установках. Представлена схема переработки углеводородного сырья с описанием некоторых критериев, на основании которых осуществляется добыча и переработка попутного нефтяного газа. Предложена модель каталитической конверсии тяжелой фракции в смесь ароматических углеводородов, за счет относительной простоты реализации которой улучшится качество технологии предварительной обработки и уменьшится воздействие на окружающую среду [1].

В статье [2] авторы Т.Н. Бормотова, П.Ю. Сокольчик рассматривают расширение функционала систем автоматизированного проектирования технологических установок. Для этого приведены практические примеры технологических процессов подготовки нефти и перечень аппаратов, машин и

оборудования, построены математические информационные модели, описывающие отдельные решения по всему оборудованию. Для построения моделей применен объектно-ориентированный подход описания решений и подход, основанный на базисах науки. Определена база данных математических моделей промысла, интегрированных в САПР или используемых отдельно, которые позволяют упростить выбор технологических установок для составления конечного проекта.

Е.В. Николаев, С.Н. Харламов представили в статье [3] особенности изменений состава многокомпонентной и многофазной смеси, физических свойств потока газа в отдельных режимах изменений температуры и давления, характерных для функционирования установки подготовки нефти и газа. Установлено, что данные расчета изменений критериев, используемого программного обеспечения разработчика AspenTech – HYSYS, успешны для прогноза процессов в реальных газах. Отмечается, что рассчитанные значения чисел Прандтля, Шмидта и Льюиса для однокомпонентных химически однородных систем достаточно хорошо коррелируют с экспериментальной информацией.

В научной публикации С.Б. Коныгина [4, 5] рассмотрены регулирующие клапаны в модели установки подготовки нефти, реализованной в Отечественной системе «МиР ПиА Процесс+». В качестве примера показано создание модели фрагмента установки, состоящего из трубопровода с регулирующим клапаном. Представлена настройка последовательности расчета динамической модели. Приведены результаты расчета для двух случаев: в первом случае система может работать в нормальном режиме, а во втором не справляется с заданным расходом.

В иностранной публикации представлен полный математический анализ, моделирование и имитация, с использованием Mathworks Matlab и Aspen HYSYS, процесса сепарации скважинной продукции с использованием горизонтального трёхфазного сепаратора. Разработанные уравнения, помогут увидеть влияние одного параметра на другие. Предположения следующие:

полное разделение фаз, при которой паровая фаза ведет себя как идеальный газ, а плотность жидкостей постоянна. В уравнениях были определены следующие параметры: высота разделения фаз горизонтального сепаратора, давление газа (на входе и выходе), давление воды (на входе и выходе), давление нефти (на входе и выходе), а также было изучено влияние увеличения параметра открытия регулирующего клапана и уменьшения расхода на эти параметры, вследствие уменьшения проходного сечения клапана [32]. С подробностями данной публикации, а также с более подробным описанием иностранных патентов, представленных в таблице 1, можно ознакомиться в англоязычном разделе (приложение 1).

Таблица 1 – Патентный обзор иностранных публикаций

№	Патент	Владелец (страна)	Краткое содержание
1	US 10143206B2	США	Касается использования вычислительной гидродинамики (CFD) при проектировании газоперерабатывающего оборудования. Инструмент, который позволяет моделировать и анализировать поведение жидкостей и газов в системе
2	US 10624589B2	США	Описывает метод моделирования и оптимизации работы технологического оборудования для очистки нефтяного газа, такого как скрубберы, адсорбционные установки и мембраны
3	AU 2023224145B2	Австралия	Относится к системе подготовки газа. Представлена модель технологического процесса разделения многофазного потока с применением «дросселирующих сепараторов» с теплообменником

Адекватность и достоверность результатов моделирующих систем, корректность и точность интеграции фундаментальных законов термодинамики и принципов расчета материально-теплового баланса, ни один

раз затрагивались Отечественными и иностранными учеными и специалистами в научных публикациях.

С.В. Иваняковым и Д.А. Крючковым рассматривается проблема проведения технологических расчетов систем сепарации углеводородов на промыслах. Предложено использование Отечественного программного продукта «МиР ПиА Процесс+» для моделирования установки подготовки нефти газа и конденсата. Проведено сравнение точности расчетов, проведенных с помощью программного продукта «МиР ПиА Процесс+», с точностью расчетов программных продуктов Aspen Technologies HYSYS и Invensys Process Systems PRO/П. Выявлено хорошее соответствие получаемых результатов расчетов работы двухфазных и трехфазных сепараторов, нагнетателей, регулируемых клапанов и других позиций с экспериментальными данными. Сделан вывод о целесообразности использования для моделирования систем подготовки сырья в нефтегазовой и нефтехимической отрасли Отечественного продукта «МиР ПиА Процесс+» на уровне с, широко зарекомендовавшими себя, западными аналогами [6].

Можно отметить, что цифровизация не ограничивается только лишь моделированием технологических процессов. Дальнейшее развитие отрасли напрямую связано с развитием цифровых технологий. Поэтому одной из приоритетных задач на сегодняшний день является повышение компетенций специалистов в области математического моделирования, для возможности проведения анализа как при проектировании объектов, так и при оптимизации действующих, для сохранения и даже повышения надежности и работоспособности машин и оборудования.

1.2 Машины и оборудование для подготовки ПНГ

В процессе добычи нефти на месторождениях Западной Сибири, происходит выделение большого объема попутного нефтяного газа (ПНГ), который представляет собой смесь углеводородов, растворенных в нефти, таких как метан, этан, пропан, бутан и т.д. ПНГ либо залегают в виде газовых

шапок, либо находится в растворенном состоянии в пластовых флюидах. По мере изменения пластовых условий (температуры, давления), а также изменения температуры и давления в атмосферных условиях газ отделяется от жидкой фазы. В одной тонне добытой нефти может содержаться от одного до нескольких тысяч кубометров газа. ПНГ является своего рода ценным углеводородным сырьем, которое может применяться как в производстве топлива, так и в виде ресурса нефтехимической отрасли. Зачастую предприятия используют попутный газ для собственных нужд, например, в качестве топлива для печей подогрева нефти, печей регенерации абсорбирующего вещества или для местных котельных. Проведем анализ машин и оборудования, эксплуатация которых связана с попутным нефтяным газом, а именно с его подготовкой и компримированием по магистральному трубопроводу.

1.2.1 Стадия сепарации

Перед отправкой в межпромысловую магистраль или потребителю попутный нефтяной газ необходимо в той или иной степени подготовить. Основной этап подготовки заключается в извлечении тяжелых углеводородов, механических примесей и капельной жидкости. Основное оборудование, применяемое на этапе промышленной подготовки углеводородного сырья – сепараторы, которые в свою очередь имеют внушительную классификацию, исходя из функционала и конструктивных особенностей.

Изначально сепараторы различают на несколько классов и категорий, рассмотрим более детально.

1. По назначению:

- сепарирующие;
- замерные.

2. По пространственному положению:

- горизонтальные;

- наклонные;
- вертикальные.

3. По геометрическим формам:

- цилиндрические;
- сферические.

4. По характеру действующих сил на флюид:

- инерционные;
- ультразвуковые;
- гравитационные;
- центробежные.

5. По технологическому назначению:

- трехфазные – служат для разделения смеси трех фаз с разными плотностями (газ, нефть, воду, либо ШФЛУ, газ, вода);
- двухфазные – разделяют на два состава, газ и жидкость;
- сепараторы пробкоуловители – используются при отделении основного газа и увеличения стабильности потока на входе в установку;
- концевые сепараторы – применяются на последней стадии сепарации нефти, а именно стабилизации нефти.

С более подробной классификацией сепараторов можно ознакомиться по диаграмме, представленной в рисунке 1.

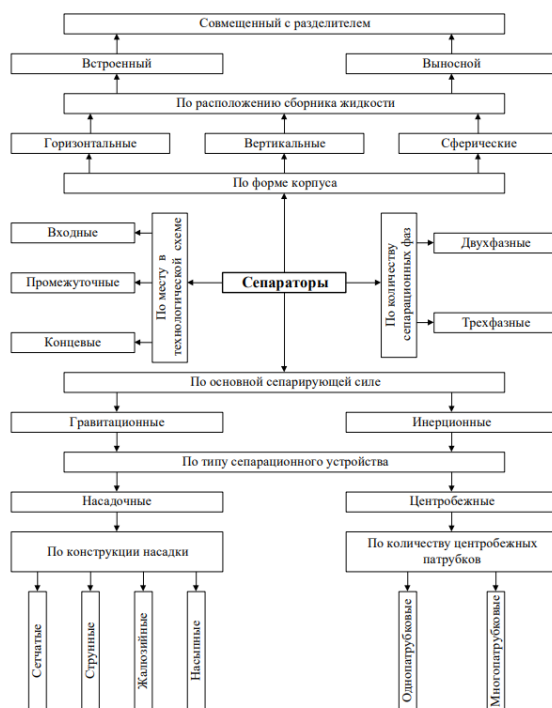


Рисунок 1 – Классификация сепараторов по основным функциональным и конструктивным особенностям

Первостепенная задача установки подготовки нефти на любом промысле – отделение нефти от попутного нефтяного газа при регулировании технологического режима, которая называется сепарацией. Так как большая часть газа находится в жидкости флюида, а по законам фазовых концентраций, чтобы разрядить жидкость от попутного газа, нам необходимо соблюсти температурный режим и давление, в виде входного сепаратора на УПН, после входных фильтров чаще всего ставят сепараторы – двухфазные (рисунок 2). В данном сепараторе главная задача пропустить всю поступающую жидкость сквозь потоки разделители – систему сеток, либо сварных зигзагообразных уголков. В зависимости от характера действующих на поток сил и способа дегазации – инерционные либо центробежные завихрения потоков, устанавливаются соответствующее оборудование. Оптимальным режимом для двухфазной сепарации считает заполнение сосуда на 50% от верхней обечайки – создается эффект зеркала, так, чтобы была максимальная площадь для выхода газа из поступившего нефтяного флюида. Первый этап сепарации должен быть рассчитан так, чтобы 80-90% всего газа

сепарировалось на нем. На выходе из сепаратора мы получаем более стабильный нефтяной поток, с уже меньшим количеством газа.

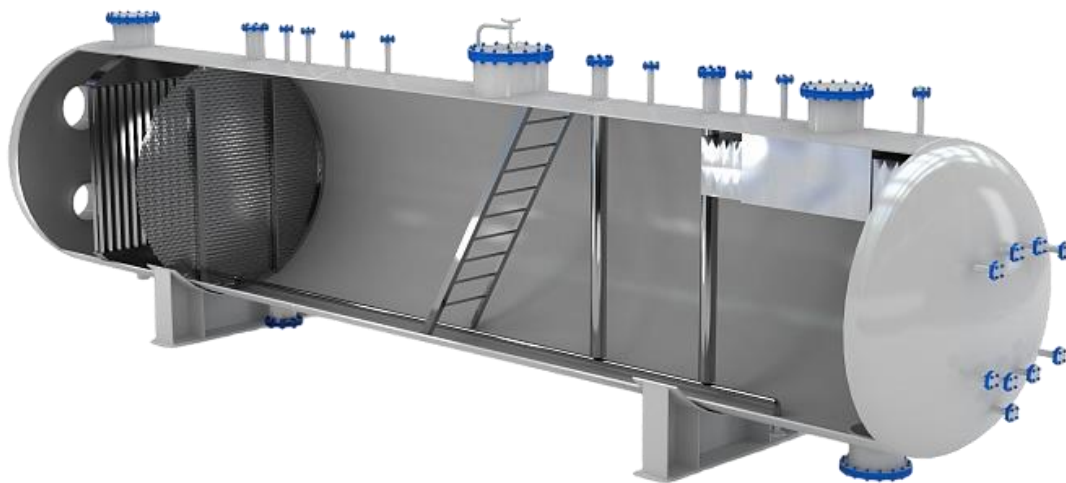


Рисунок 2 – Нефтегазовых двухфазный сепаратор

Отделение газа на УПН может производиться в разное количество ступеней. Все зависит от объемов, состава и нагрузок на УПН. Приходящую смесь углеводородов от скважин изначально сепарируют при высоком давлении на первой ступени, где выделяется основная масса газа. Затем нефть поступает на сепарацию при среднем и низком давлениях, где она подвергается конечной сепарации.

Главное отличительная особенность сепараторов второй ступени от сепараторов первой ступени – присутствие внутри перегородки, разделяющей его на две половины: технологическую (приёмный отсек) и буферную (нефтяная ванна). Подогретая в печах жидкость с первой ступени сепарации подвергается равномерному разделению и расслоению на нефть и воду за счет разницы плотностей. Уровни раздела фаз, давления газа внутри аппарата поддерживаются регулирующими клапанами по заданным уставкам технологического режима.

После этапа разгазирования нефти, две эти ключевые фазы сырья разделяются, для прохождения дальнейших этапов подготовки – у каждой фазы он очевидно свой. В выпускной квалификационной работе магистранта

акцент будет сделан именно на подготовке отделившегося попутного нефтяного газа.

Следующей ступенью для ПНГ является окончательная очистка от капельной жидкости в вертикальных газосепараторах (рисунок 3). На входе в сепаратор установлено устройство (завихритель), резко изменяющее направление и скорость потока газа. За счёт возникающей центробежной силы частицы жидкости отбрасываются к стенкам аппарата и стекают под защитный лист. Газ, проходя через сетчатую насадку, расположенную в верхней части сепаратора, дополнительно очищается от капельной жидкости. Чаще всего в газосепараторах применяются прямоточно-центробежные элементы, позволяющие изменять скорость и направление потока, что ведет к дополнительной сепарации в верхних частях аппарата.

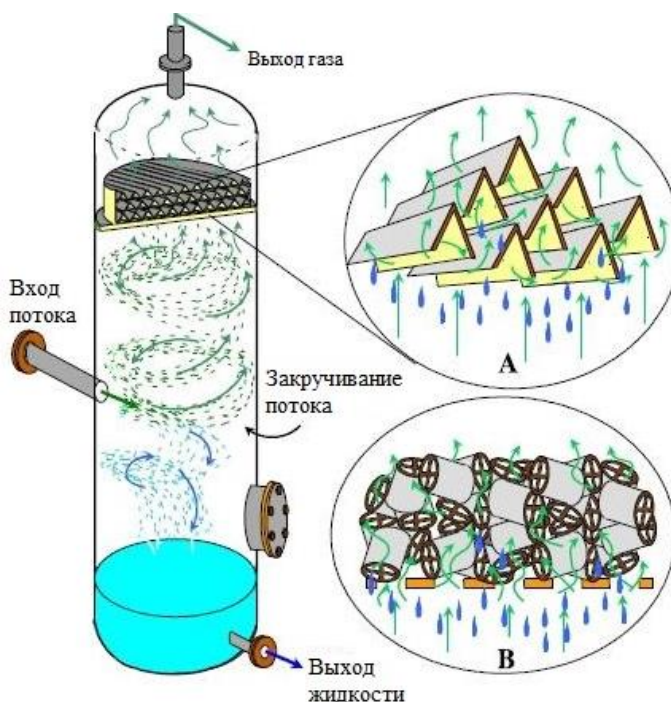


Рисунок 3 – Принцип работы центробежного газосепаратора

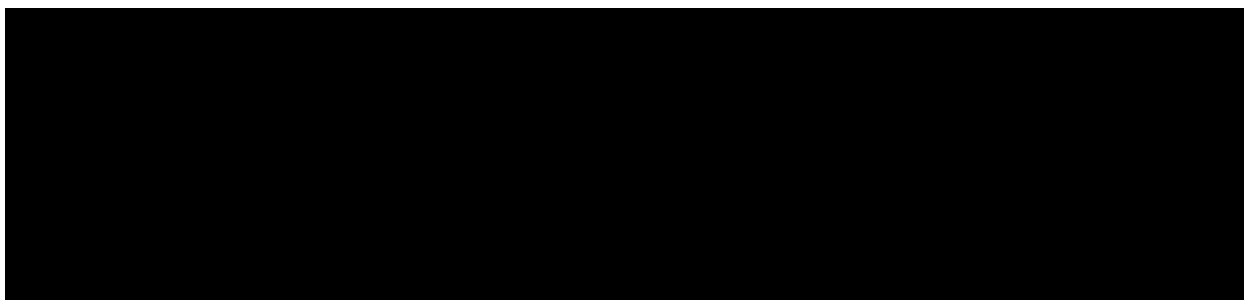
Завершающая стадия разделения фаз происходит в концевом сепараторе. КСУ представляет собой горизонтальный сосуд, расположенный на высоте 15 метров, внутри которого установлена пеногасящая перегородка и каплеотбойное устройство.

Для максимального эффекта стабилизации необходимо достичь минимального давления в КСУ, что позволит легким фракциям выходить из газонефтяной жидкости. На ряде месторождений стабилизация нефти происходит с применением вакуумных установок, что положительно влияет на выход легких углеводородов из нефти и стабилизацию жидкости. Далее жидкость под собственным весом, самотеком поступает в резервуарный парк нефти РВС.

1.2.2 Стадия компримирования

В зависимости от способа компримирования газа выделяются: газотурбинные, электроприводные и поршневые компрессорные станции. Компрессорная станция обеспечивает подготовку и транспорт газа от месторождения до потребителя поэтому является неотъемлемой частью системы трубопроводного транспорта. КС является энерго- и металлоемкой конструкцией, вследствие чего актуальными являются вопросы обеспечения мероприятий по снижению затрат на строительство и обслуживание компрессорных станций, в частности, газоперекачивающих систем и аппаратов воздушного охлаждения. В данном блоке рассмотрим агрегаты, применяемые на установке подготовки нефти и газа, являющейся объектом проводимого исследования.

На территории всей установки задействованы 3 компрессорные установки – установка улавливания легких фракций нефти УПН и две компрессорные установки ГКС, работающие по принципу «в работе/в резерве». Каждая из установок является системой полного цикла, с блоками топлива, маслоснабжения, межступенчатыми охлаждением и сепарацией.



производительности одного агрегата, второй агрегат в резерве. Регулирование производительности компрессоров УУЛФ происходит в автоматическом режиме по величине входного давления, путем изменения частоты вращения приводных электродвигателей.

Для компримирования попутного нефтяного газа на ГКС предусмотрены две компрессорные установки (далее - КУ) (одна рабочая, одна резервная) расчетной производительностью по газу 30000 м³/час. КУ представляет собой смонтированный на опорной раме поршневой трёхступенчатый, шестирядный, оппозитный компрессор Ariel KBZ-6,



Рисунок 4 – Поршневой трехступенчатый компрессор

Регулирование производительности КУ от 70 до 100 % может осуществляться следующими способами:

- путем изменения частоты вращения приводного двигателя;
- путем ручного изменения дополнительного «мертвого» пространства переменного объема (VVCP) цилиндров первой ступени компрессора;
- путем изменения давления на всасывании компрессора.

1.2.3 Стадия охлаждения

Аппарат воздушного охлаждения газа работает на основе принципа теплообмена между газом и воздухом. Газ, который нужно охладить, проходит через трубопровод, расположенный внутри специальных камер, в которых циркулирует воздух. Воздух охлаждается за счет контактирования с холодной поверхностью трубопровода, по которому проходит охлаждаемый газ. Тепло, выделяемое газом при его охлаждении, передается через стенки труб в воздух, который затем вытесняется из камеры. Для увеличения эффективности охлаждения газ подают в аппарат под давлением, что ускоряет его движение внутри трубопровода и увеличивает площадь контакта с холодной поверхностью.

Для охлаждения скомпримированного газа предусмотрены аппараты воздушного охлаждения (далее - АВО) газа, размещенные на отдельном фундаменте за пределами укрытия, в непосредственной близости от компрессорного агрегата.

Охлаждение компримированного газа предусмотрено после каждой ступени сжатия в секциях АВО, оснащенных тремя осевыми вентиляторами с электродвигателями по 18,5 кВт каждый и автоматическими пневмоприводными верхними и нижними жалюзи для регулирования температуры газа на выходе из АВО. К примеру, на нагнетании цилиндров второй ступени сжатия, температура достигает 120 °С, после чего охлаждается на АВО до 45 °С.

Система охлаждения разделена на 2 секции, каждая по 3 вентилятора:

- АВО (НТ-001) с секциями (EJW, AW) для охлаждения охлаждающей жидкости двигателя и вспомогательных систем и секцией (IC-1) для охлаждения сжимаемого газа после первой ступени компримирования;
- АВО (НТ-002) с секциями (IC-2, AC) для охлаждения сжимаемого газа после второй и третьей ступеней компримирования.

На УУЛФ УПН между ступенями компримирования предусмотрены система охлаждения газа АВО₁ (АВО₂). После второй ступени сжатия охлаждения не предусмотрено. АВО₃ предназначен для жидкости из системы охлаждения компрессоров.

1.3 Технологическая схема взаимодействия УПН и ГКС

Установка подготовки нефти - это комплекс мероприятий, которые выполняются для очистки нефти от механических примесей, газа и других компонентов, которые могут снизить качество нефти и создать опасность для производства.

Газокомпрессорная станция – многофункциональная система подготовки и транспортировки газа при помощи технологического оборудования. КС является неотъемлемой частью газотранспортной системы. Без нее транспортировка ценного углеводородного сырья на большие расстояния была бы невозможна. Компрессорная станция задает технологический режим трубопровода, благодаря ей осуществляется контроль параметров перекачки газа и обеспечивается его доставка потребителю.

Взаимодействие между установкой подготовки нефти и газокомпрессорной станцией состоит в том, что газ, выделяемый из нефти в установке подготовки, направляется на газокомпрессорную станцию для сжатия. Это позволяет уменьшить объем газа и облегчить его транспортировку на большие расстояния. Также установка подготовки нефти может использоваться для очистки газа, который поступает на газокомпрессорную станцию, от примесей. Это предотвращает повреждение оборудования

газокомпрессорной станции и улучшает качество газа, что также влияет на его транспортировку.

Таким образом, взаимодействие установки подготовки нефти и газокомпрессорной станции позволяет обеспечить более эффективный и безопасный процесс транспортировки нефти и газа на большие расстояния. Рассмотрим принципиальную технологическую схему установки подготовки нефти и газа Останинской группы месторождений, которая обеспечивает безопасную эксплуатацию, возможность проведения ремонтных работ, проведение необходимых исследований при подготовке нефти и газа. Данный раздел окажет существенное влияние на корректность разрабатываемой математической цифровой схемой процесса, в которой будут затронуты все аппараты и процессы подготовки попутного нефтяного газа, начиная с машин и оборудования установки подготовки нефти.

Продукция скважин с температурой (5...15) °С из коллектора Останинской группы месторождений поступает на площадку подключения нефти, откуда по трубопроводу поступает в межтрубное пространство теплообменника и нагревается до 20 °С. Далее нефтегазоводяная смесь поступает на технологическую площадку УПН (рисунок 5). На технологической площадке размещаются: сепарационная установка, отстойник нефти и концевой сепаратор.

Разделение смеси, а именно высвобождения попутного нефтяного газа от общего потока скважинной продукции происходит на сепарационной установке в 3 ступени.

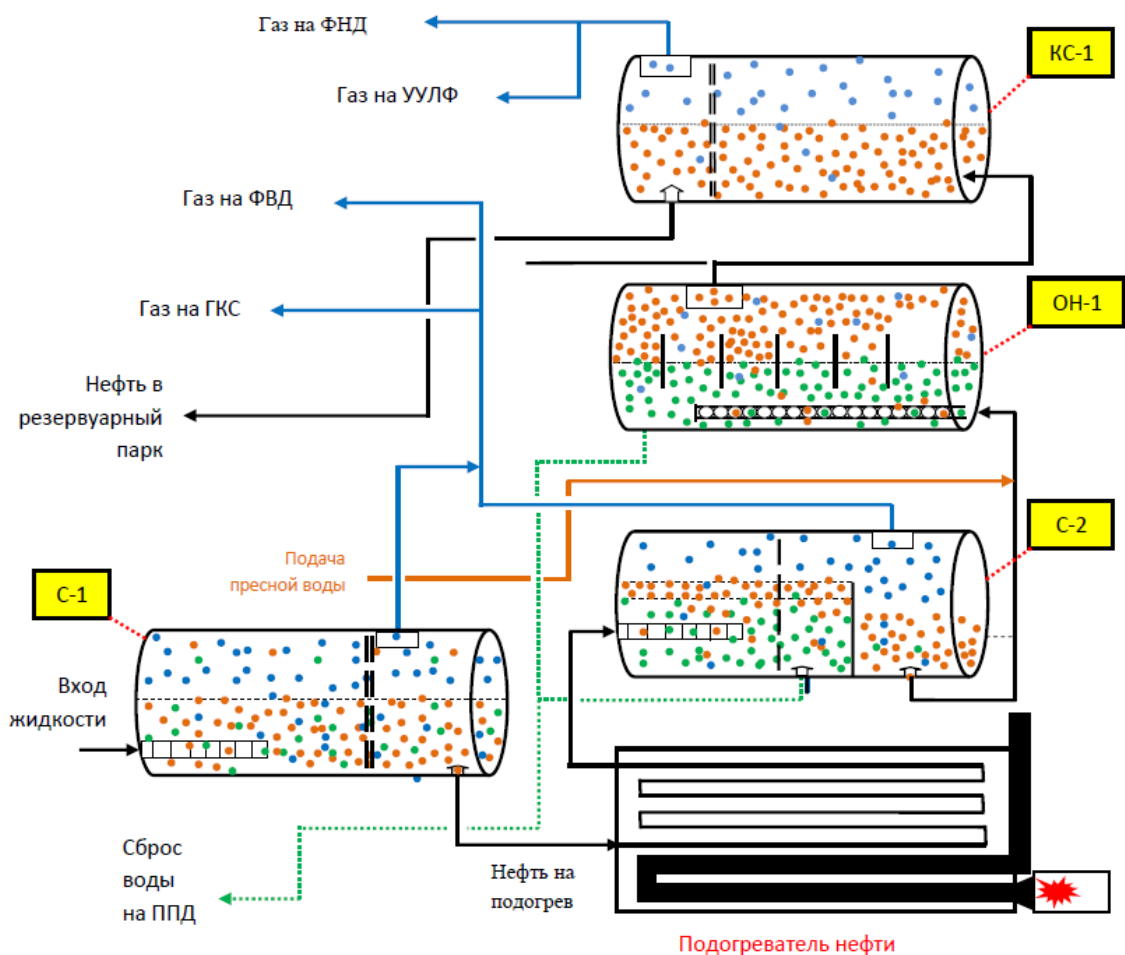


Рисунок 5 – Технологическая площадка УПН

I ступень – двухфазный сепаратор С-1, объёмом 100 м³. Давление газа внутри С-1 порядка 0,4 МПа, температура порядка (15...20) °С. Его основная роль заключается в высвобождении основного количества газа для стабилизации работы следующих аппаратов и возможности разделения жидкости на ее основные составляющие.

II ступень – трёхфазный сепаратор С-2, объёмом 100 м³, куда частично дегазированная смесь поступает после нагрева на площадке печей до (50...55) °С, для улучшения процессов дегазации, а также для повышения эффективности отделения воды. Давление газа на данной стадии понижается до 0,3 МПа.

III ступень – концевой сепаратор КС-1, объемом 100 м³, куда смесь поступает после отделения воды в отстойнике нефти, который предусмотрен для доведения нефти до товарного качества по содержанию воды (до 0,5 %). Давление в КС-1 поддерживается минимально достаточным для работы УУЛФ, куда подается нефтяной газ, выделившийся в аппарате.

Газ с крайней очереди сепарации называют тяжелым (жирным). Он отличается высокой плотностью и, соответственно, высоким процентом содержания в компонентном составе тяжелых углеводородов C₃⁺, а значит – высоким содержанием ШФЛУ (C₃, C₄) и газового конденсата (C₅⁺ и выше). Рациональное использование низконапорного жирного попутного нефтяного газа крайней очереди сепарации требует внедрения дополнительной инфраструктуры для фазового разделения и компримирования до нужных параметров давления – необходимо учесть это при создании цифровой модели

Попутный нефтяной газ высокого давления после I и II ступеней сепарации по сборному коллектору поступает в газосепаратор ГС-1 (рисунок б). Газовый сепаратор представляет собой вертикальный аппарат объемом 16 м³. В верхней части аппарата установлена горизонтальная перегородка со смонтированной на ней сетчатой насадкой. В нижней части аппарата установлен горизонтальный защитный лист для уменьшения уноса жидкости потоком поступающего в сепаратор газа. Газ, после дополнительной очистки от капельной влаги в газосепараторе, с параметрами (15...30) °С, 0,3 МПа и массовым расходом порядка 14000 кг/час, поступает на газокompрессорную станцию. В случае остановки газокompрессорной станции газ поступает в сборный коллектор на факел высокого давления.

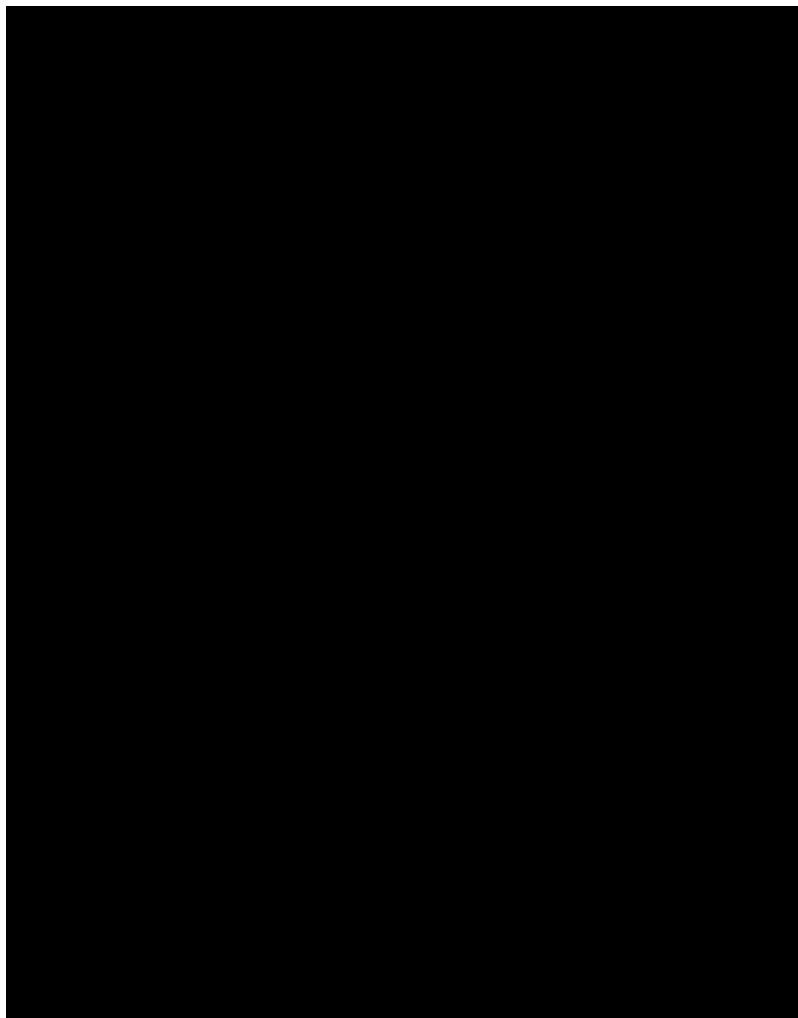


Рисунок 6 – Проектная схема газосепаратора ГС-1

Газовые сепараторы, как правило, постоянно пустые, в то время как отделение конденсата протекает непрерывно после ступеней сжатия на ГКС. Во время остановок газокompрессорной станции о наличии конденсата свидетельствует внешний вид пламени факела и компонентные составы отобранных проб газа.

Попутный нефтяной газ низкого давления III ступени сепарации с давлением (5...10) кПа и температурой 50 °С поступает на вход УУЛФ, где происходит двухступенчатое сжатие, с промежуточным охлаждением и сепарацией: газ на входе в УУЛФ поступает в газовый сепаратор УУЛФ С₁, где происходит первичное отделение капельной жидкости и улавливание механических примесей. Далее газ поступает на вход первой ступени сжатия ротационно-пластинчатой компрессорной установки КУ-1 либо КУ-2, где компримируется до давления 250-400 кПа. Между ступенями

компримирования предусмотрены система охлаждения газа АВО, для охлаждения газа с 75 до 40 °С и промежуточный сепаратор С₂. На выходе газа из УУЛФ установлен сепаратор С₃, через который газ после второй ступени сжатия направляется на выход УУЛФ с давлением 0,3 МПа, температурой (60...65) °С и массовым расходом порядка 2800 кг/час.

После этого потоки попутного нефтяного газа высокого давления и низкого давления объединяются в трубопровод и поступают на узел подключения газокomppressorной станции. На территории станции также предусмотрен ряд сепараторов и фильтрующих устройств, предназначенных для обеспечения заданных параметров и характеристик поступающей к компрессорным установкам смеси (рисунок 7).

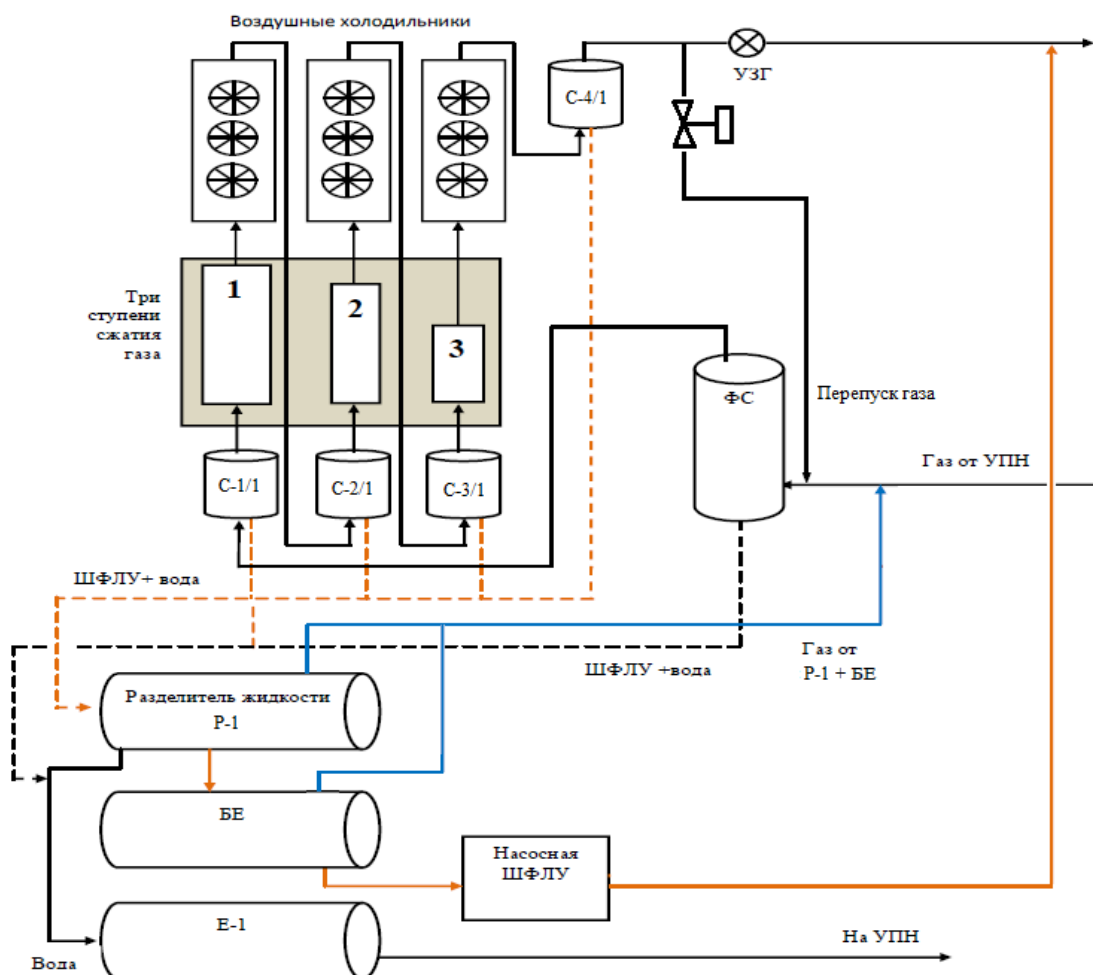


Рисунок 7 – Схема ГКС

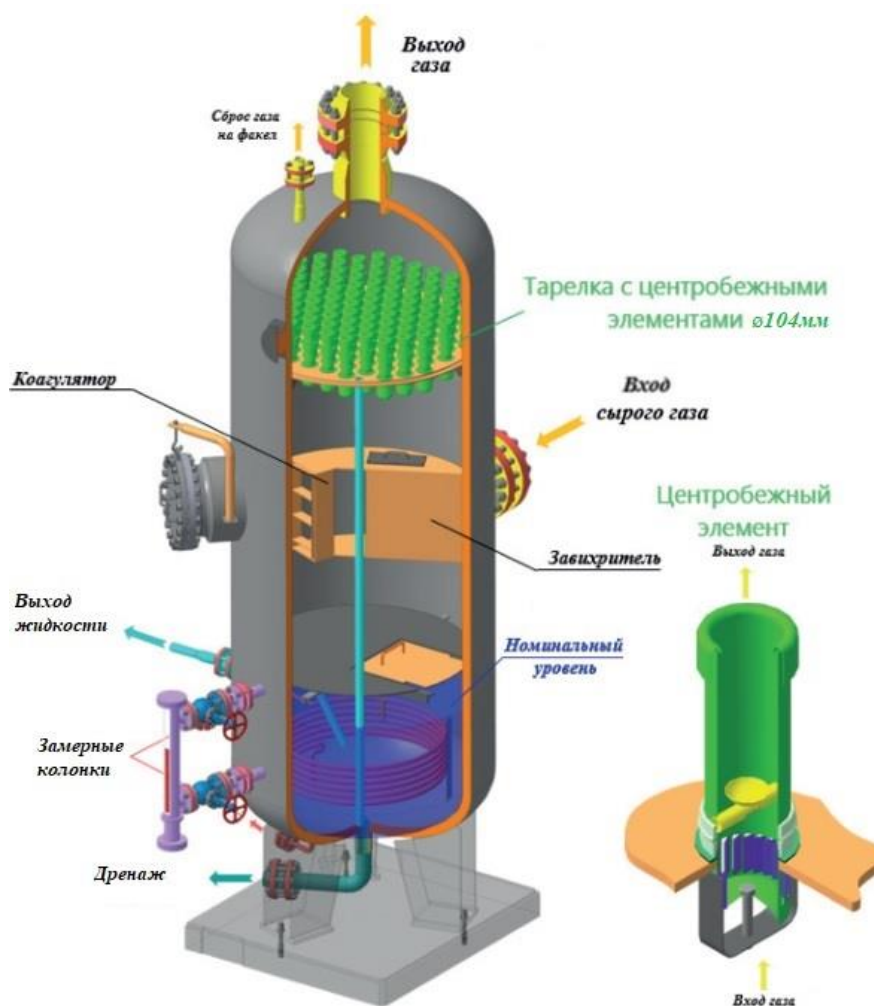
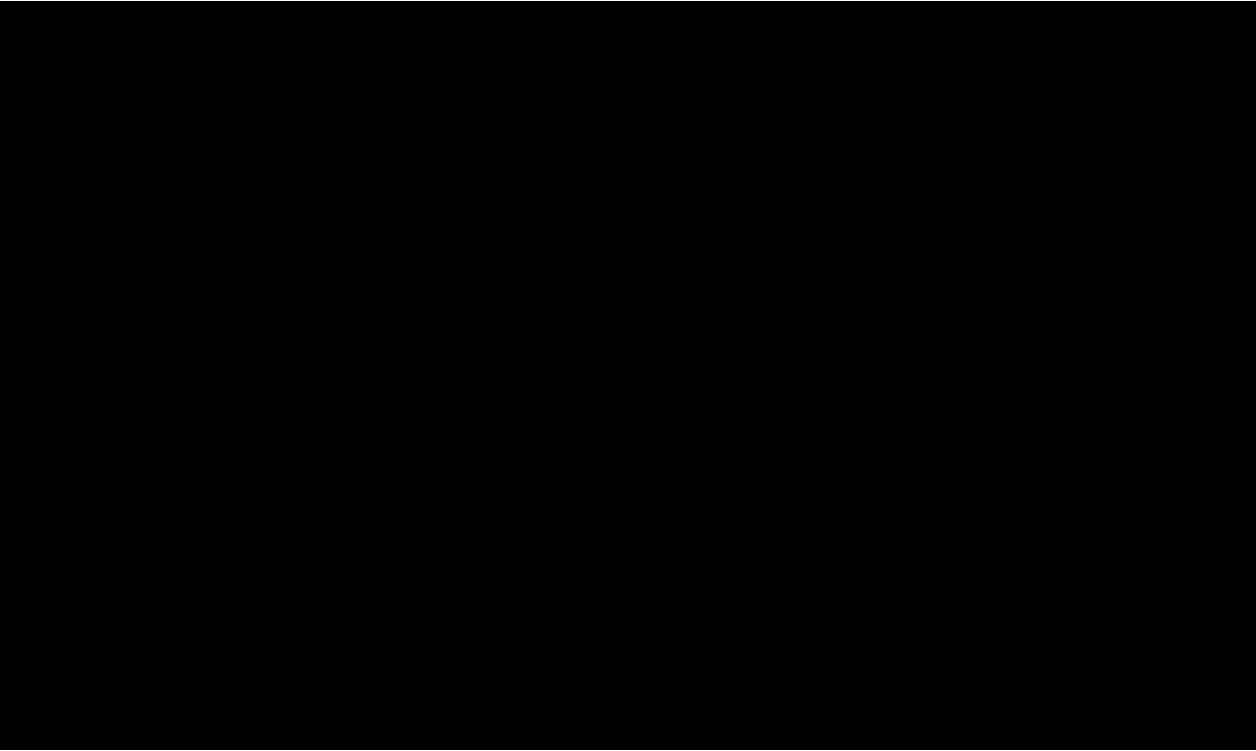


Рисунок 8 – Устройство фильтр-сепаратора ГКС

Первостепенно объединенный поток ПНГ поступает на площадку фильтр-сепараторов. На площадке располагаются два блока фильтр-сепараторов ФС-1, ФС-2 (один рабочий, один резервный) объемом 8,87 м³ и производительностью 13000-64000 м³/ч (рисунок 8). Фильтр-сепараторы предназначены для улавливания возможных жидкостных пробок, поступающих с газом, очистки газа от капельной жидкости и механических примесей перед компримированием. В верхней части аппарата установлена сепарационная тарелка со смонтированными на ней прямоточно-центробежными элементами (89 штук, ø104мм).

Далее, пройдя сетчатый фильтр объемом 1м³, газ поступает в блок на всасывании компрессорной установки, где проходит крайнюю степень очистки в скруббере С-1/1 первой ступени 2,57 м³ для защиты цилиндров компрессора от капель жидкости. На первой ступени сжатия, давление и



Отсепарированный газовый конденсат является достаточно ценным сырьем, поэтому его подготовка играет не малую роль, для которой на территории ГКС предусмотрена площадка емкостей, включающая:

- разделитель жидкости – Р-1, объемом 25 м³;
- ёмкость накопительная ШФЛУ – БЕ, объемом 25 м³;
- ёмкость технологической воды Е-1, объемом 25 м³.

Разделитель жидкости предназначен для фазового трёхфазного разделения смеси газа, нестабильного газового конденсата и метанольной воды за счет разности плотностей и отсутствия турбулентного потока.

Жидкость, от скрубберов компрессорной установки поступает в штуцер ввода конденсата расположенный в верхней части емкости и через устройство входа поступает в отсек гравитационного разделения – приёмную ванну, где происходит ее разделение и разгазирование. Устройство входа конденсата предназначено для первичного разгазирования и разделения жидкости за счет специальной конструкции устройства, применения коалесцирующей сетки и отбойной пластины. Разделение в первом отсеке происходит за счет гравитации при движении жидкости вдоль аппарата к выходным штуцерам, лёгкие пузырьки газа всплывают, жидкость дегазируется, тяжелая фаза

оседает на дно аппарата, жидкость разделяется на лёгкую - ШФЛУ и тяжелую фазу - воду. Вода, протекая через канал под днищем отсека легкой фазы, через переливную перегородку поступает в отсек для сбора тяжелой фазы – водяную ванну. Лёгкая, дегазированная, освобождённая от тяжелой фазы жидкость тонким слоем через перегородку с коалесцирующей сеткой, поступает в отсек сбора лёгкой фазы – ванну ШФЛУ. Газ дегазации по трубопроводу отводится во входной коллектор газа на фильтр-сепараторы, вместе с газом дегазации ёмкости БЕ.

Для обеспечения бесперебойности работы КУ на начальном этапе эксплуатации, при котором поступление ПНГ будет составлять порядка 40% от номинала (250 млн. м³/год) предусмотрена врезка по газу между выходным и входным трубопроводом для возможности регулирования производительности КУ посредством перепуска газа. Газ с давлением 8,5 МПа дросселируется до 0,28 МПа при помощи регулирующего клапана и подается к площадке ФС, с возможностью сброса на ФС жидкости, выделившейся в результате дросселирования. Отбор же газа производится перед УЗГ.

1.3.1 Проблемные участки схемы подготовки ПНГ

Попутный нефтяной газ низкого давления с УУЛФ, газ дегазации, а также сдросселированный газ перепуска являются факторами, ухудшающими компонентный состав и свойства входящего потока к компрессорным установкам, что в свою очередь влияет на ускоренный износ клапанной сборки цилиндров первых ступеней.

Клапаны – это сердце цилиндров компрессора (рисунок 9). Существует ограниченное число причин поломки клапанов. Основное количество этих причин связано с изменением рабочих параметров: изменение давления на всасе, выпадение конденсата, загрязненный (жирный) газ, пульсации газового потока и жидкость в газе (рисунок 10).

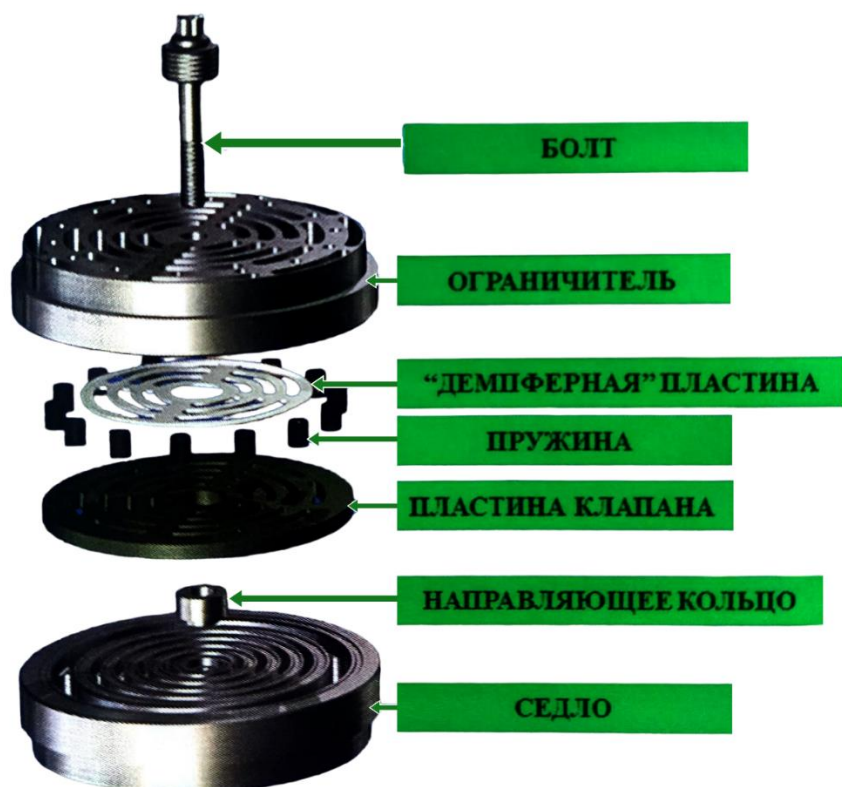


Рисунок 9 – Общий вид клапанной сборки

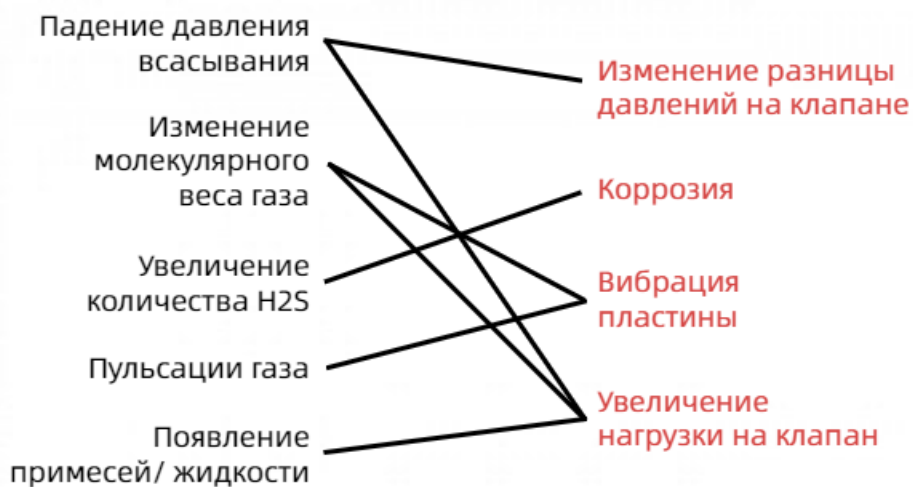


Рисунок 10 – Неполадки в работе клапанов

Большую роль в надежной эксплуатации и стабильной работе агрегатов играют пластины клапанов. Пластина клапанов перемещается в одном направлении, открывая клапан и в обратном направлении – закрывая его. Играет роль в уплотнении полости для обеспечения одностороннего движения газа, контактируя с седлом клапана.

На пластины клапана влияют: давление, скорость потока, молекулярный вес и состав газа. В результате прохождения через клапаны нагнетания газа, содержащего в своем составе механические примеси, а также повышенную концентрацию углеводородов C_{3+} , которые при определенных условиях легко конденсируются, образуя несжимаемую капельную жидкость, происходит разрушение пластин по внешнему и внутреннему диаметру, поломка опорных пружин, демпферных пластин, устанавливаемых между ограничителем и пластиной клапана для уменьшения эффекта прилипания и своевременного закрытия, а также самого корпуса клапана.



Рисунок 11 – Разрушенная пластина клапана

Для повышения надежности и стабильности работы компрессоров, будет разработана цифровая динамическая модель и проанализированы сформулированные гипотезы и возможные сценарии модернизации установки и технологического процесса.

1.4 Моделирование технологических процессов

Исходя из литературного обзора, можно заметить факт достаточно глубокой интеграции технологий цифрового моделирования технологических процессов в промышленный сектор в целом, и в нефтегазовую отрасль в частности. Чем же могут быть полезны разработка и анализ цифровых двойников промысла, какие дивиденды от внедрения структуры моделирования могут получать к примеру добывающие компании?!

Моделирование процессов при подготовке нефти и газа позволяет оптимизировать производственные процессы, повысить эффективность

работы и уменьшить затраты. Этого можно достичь путем оптимизации технологических параметров, выбора наиболее подходящего оборудования, максимальной автоматизации процессов и т.д. Также моделирование позволяет проводить различные эксперименты и исследования виртуально, что повышает безопасность и уменьшает риски при работе с реальным оборудованием.

1.4.1 Отечественное программное обеспечение для моделирования технологических процессов

В ходе аналитического анализа аспектов, связанных с созданием цифровых двойников процессов, был сформирован перечень программных продуктов для проведения моделирования технологических процессов сложных промышленных систем, в том числе, был изучен каталог совместимости единого реестра Российского ПО. Можно отметить высокие достижения Отечественных разработчиков софта и программного обеспечения для промышленности в области CAD/ECAD/CAM/CAE-систем.

Был выявлен универсальный программный продукт, предназначенный для математического моделирования и расчетов широкого спектра технологических процессов (топливно-энергетический комплекс, химическая промышленность и т.д.) – «МиР ПиА Процесс+». Программный продукт может быть использован как для разработки новых технологических процессов и установок, так и для модернизации существующих. Функционал программы охватывает круг задач от определения теплофизических свойств технологических сред до комплексного расчета производственных процессов в целом, учитывая характеристики технологического оборудования. Российская программа «МиР ПиА Процесс+» является полноценным научно-техническим продуктом, позволяющим решать самые различные задачи в области математического моделирования технологических процессов.

Менеджерами компании был предоставлен аналитический обзор достоверности результатов моделирования, в сравнении с иностранными

продуктами: двухфазные, трехфазные системы, свойства смесей, модулирование цепочки технологического оборудования и т.д. Продемонстрированные в данном обзоре возможности и точность моделирования широкого круга технологических процессов также свидетельствуют о том, что Отечественный программный продукт «МиР ПиА Процесс+» может быть использован для решения множества задач, стоящих перед специалистами-технологами и аналитиками.

1.4.2 Выбор платформы для проведения расчетно-аналитической части

Наиболее известным и доступным программным продуктом, ориентированным на моделирование технологических процессов, является компьютерная система Aspen Hysys фирмы Aspentech (США). Для расчета технологических показателей процесса необходимо знать свойства используемых индивидуальных веществ и их смесей. Базы данных Hysys содержат сведения о тысячах химических соединений (в основном, углеводородов), а также значения бинарных коэффициентов, описывающих парное взаимодействие различных молекул и позволяющих моделировать отклонения систем от идеальности. Указанная информация регулярно приводится в соответствие с официальными международными каталогами. Многообразие Р-Т условий и химических составов многокомпонентных систем ограничивает возможности оценки свойств смесей непосредственно по опытным данным. Эти данные интерполируют на основе теоретических законов физической химии и статистической физики, учитывая характер химических соединений и тип технологического процесса, поэтому Hysys обеспечивает доступ к альтернативным термодинамическим пакетам.

Основные возможности, предоставляемые Aspen Hysys, включают:

- Моделирование различных видов процессов: установок для различных видов химических реакций, аппаратов для разделения смесей и др;

- Анализ эффективности процесса: Aspen Hysys позволяет проводить анализ множественных вариантов модели и оптимизировать процесс в соответствии с заданными параметрами;
- Оценка влияния параметров на процесс: Aspen Hysys позволяет определить влияние изменения параметров на производственный процесс, что позволяет более эффективно управлять им и снизить затраты на производство;
- Оптимизация физических и химических процессов: Aspen Hysys предоставляет возможность проводить оптимизацию физических и химических процессов, выявляя наилучшие параметры для достижения максимальной эффективности;
- Поддержка различных технологических процессов: Aspen Hysys поддерживает широкий спектр технологических процессов, что позволяет использовать программу в различных отраслях промышленности, таких как нефтегазовая промышленность, пищевая промышленность, химическая промышленность и другие;
- Полная интеграция: Aspen Hysys может интегрироваться с другими программными продуктами AspenTech, что позволяет создавать комплексные модели систем и рассчитывать оптимальные параметры для всей системы.

Для создания цифровой модели технологического процесса подготовки попутного нефтяного газа в программе Aspen Hysys необходимо выполнить следующие шаги:

- Создание флюсовой схемы процесса. В данном шаге определяются технологические блоки и их взаимосвязи;
- Определение свойств сырья и продуктов. В данном шаге определяются свойства сырья (например, состав, физические и химические свойства) и продуктов (например, степень очистки);
- Создание стандартных блоков. В данном шаге создаются стандартные блоки для каждого технологического процесса (например, сепараторы, колонны для дистилляции и т. д.);

- Подключение блоков в флюсовой схеме. В данном шаге производится подключение стандартных блоков к флюсовой схеме;
- Настройка операций в блоках. В данном шаге устанавливаются параметры операций в блоках (например, давление, температура, расход);
- Построение модели и ее запуск. После выполнения всех вышеперечисленных шагов, строится цифровая модель процесса и производится ее запуск. В результате моделирования получаем результаты;
- Анализ результатов. В данном шаге производится анализ полученных результатов и определение оптимальных параметров технологического процесса.

Уникальные программы от AspenTech, будучи первым решением по моделированию технологического процесса для нефтегазовых производств, широко зарекомендовали себя, получили множественные подтверждения точности расчетов и измерений, а также соответствию составляемых моделей с реальными. Aspen Hysys удостоился награды от журнала «Hydrocarbon Processing» в категории «Лучшая технология моделирования». Таким образом, можно говорить о том, что применение данной платформы для компьютерного моделирования способствует получению достоверной информации, промежуточных и конечных данных цифрового двойника.

В практической части выпускной квалификационной работы магистранта будет произведено моделирование технологической схемы подготовки попутного нефтяного газа на установке подготовки нефти и газокompрессорной станции одного из месторождений Томской области, в различных режим работы в целях изучения основных параметров, влияющих на качество газа, поступающего на компрессорные установки ГКС. После комплексного анализа цифрового двойника будут предложены варианты модернизации схемы подготовки газа, учитывая действующие реалии и проблемные участки схемы.

2 Разработка и анализ цифрового двойника в моделирующей системе Aspen Hysys

При работе модели промышленной подготовки осуществляются расчеты всех аппаратов технологической схемы в той последовательности, в которой через эти аппараты проходит поступающее сырье. На вход модели каждого аппарата поступает информация о расходе, составе и режимных параметрах (давлении, температуре) входящих потоков, используемая в качестве исходных данных. В результате выполненных по модели расчетов определяются такие же характеристики (расходы, составы, режимные параметры, при необходимости физико-химические свойства) выходящих из аппарата потоков, которые далее поступают в следующие по технологической цепочке аппараты. После проведения расчетов всех аппаратов технологической схемы и схождения рециркуляционных потоков, а также определения характеристик всех потоков, работа модели завершается.

При создании математической модели технологического процесса в системе Aspen Hysys требуется иметь информацию об оборудовании, которое будет использоваться в процессе. Это могут быть трубопроводы, компрессоры, сепараторы, теплообменники и т.д. Необходимо знать их параметры, такие как диаметр, длина, объем, площадь поверхности и т.д.

2.1 Список компонентов и выбор термодинамического пакета

Необходимо определить компонентный состав нефти и газа, который будет протекать через оборудование, заблаговременно получив данные аналитической химической лаборатории промысла. Компоненты могут быть различными, например, метан, этилен, бутан, пропан и т.д. В зависимости от состава и свойств компонентов, процесс может иметь разные параметры. В нашем случае моделирование процессов подготовки нефтяного газа начинается с разделенных потоков нефтяного газа высоко давления, приходящего на ГС-1 и нефтяного газа низкого давления на УУЛФ (рисунок 12, рисунок 13).

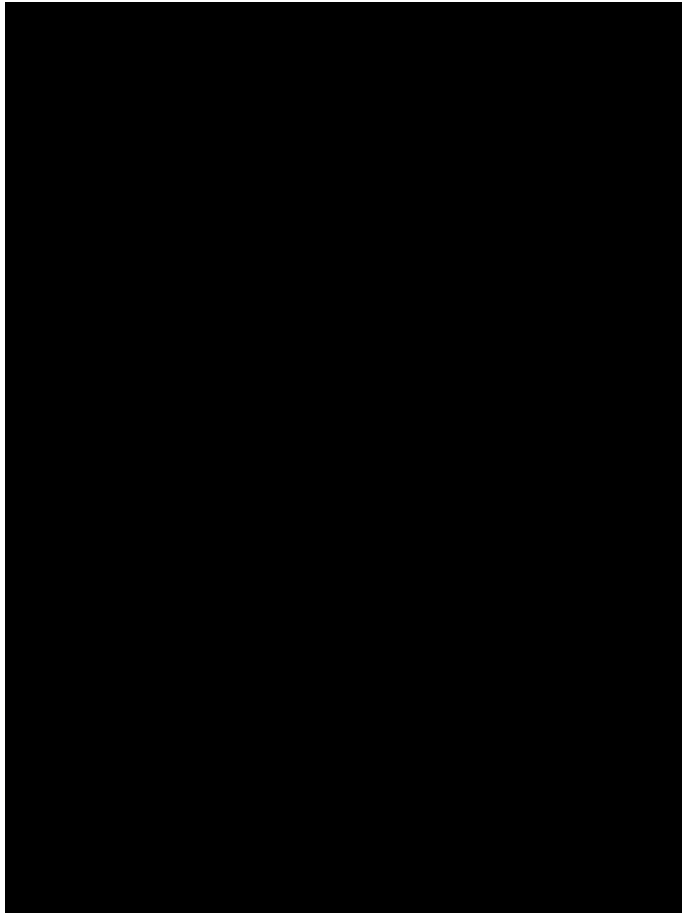


Рисунок 12 – Результаты отбора проб газа высокого давления



Рисунок 13 – Результаты отбора проб газа низкого давления

Первой операцией по построению модели процесса является создание списка компонентов, с которыми планируется дальнейшая работа, то бишь всех компонентов, представленных в технологических картах и применяемых на промысле. В список могут быть объединены библиотечные и гипотетические компоненты (сложные смеси). База данных о физико-химических свойствам Aspen Hysys насчитывает порядка 10 тысяч различных компонентов. В нашем случае имеется постоянный список компонентов, определенный опытным путем, и возможностью хроматографического оборудования лаборатории цеха (рисунок 14).

Компонент	Тип
Methane	Чистый компонент
Ethane	Чистый компонент
Propane	Чистый компонент
i-Butane	Чистый компонент
n-Butane	Чистый компонент
i-Pentane	Чистый компонент
n-Pentane	Чистый компонент
n-Hexane	Чистый компонент
n-Heptane	Чистый компонент
n-Octane	Чистый компонент
n-Nonane	Чистый компонент
n-Decane	Чистый компонент
n-C11	Чистый компонент
n-C12	Чистый компонент
CO2	Чистый компонент
Oxygen	Чистый компонент
Nitrogen	Чистый компонент
Methanol	Чистый компонент

Рисунок 14 – Задание компонентного листа модели

Далее, необходимо выбрать термодинамический пакет решателя. Это набор уравнений и математических моделей, которые описывают состояние системы, свойства компонентов и их взаимодействия. Для определения термодинамического пакета могут использоваться различные методы, например, экспериментальные данные, теоретические расчеты и т.д. База данных Aspen Hysys включает 27 альтернативных пакетов для расчета физических свойств смеси.

Для процессов подготовки углеводородов с теоретической позиции наиболее предпочтительными являются термодинамические пакеты, базирующиеся на уравнении состояния, например, на уравнении Пенга-

Робинсона. Соответствующий пакет был разработан специально для решения задач нефтеперерабатывающей, газовой и нефтехимической промышленности. В целом, уравнения состояния обеспечивают высокую точность расчетов для большинства углеводородных систем в широком диапазоне рабочих условий. Их область применения ограничена полярными или слабо полярными компонентами. Полярный физико-химические системы традиционно моделируют с помощью двойственных моделей (модель активности – для представления поведения жидкой и водяной фазы, и уравнение состояния для свойств газовой фазы). Высокая точность результатов возможна лишь при средних значения давления в системе. Для систем, работающих при высоком давлении, корректны исключительно методы, базирующиеся на уравнении состояния. В своей работе буду использовать расширенную двойную модификацию уравнения Пенга-Робинсона PRSV (Peng Robinson Stryjek Vera) с опцией Ли-Кеслера, которая позволяет рассчитывать неидеальные системы (1, 2).

$$P = \frac{R \cdot T}{v - b} - \frac{\alpha}{v \cdot (v + b) + b \cdot (v - b)}, \quad (1)$$

где α , b - коэффициенты, причем коэффициент « α » зависит от температуры.

$$\alpha = k_0 + k_1 \cdot (1 + T_r^{0,5}) \cdot (0,7 - T_r), \quad (2)$$

где k_0 , k_1 – коэффициенты, характеризующие вещество.

2.2 Задание потока и модульных операций

Следующий шаг – создание потоковых диаграмм, которые описывают процесс и его параметры, а также добавление в процесс необходимых аппаратов в расчетном модуле программы. Расчетная среда – основной режим работы, в нем создают модель технологического процесса, задают исходные данные (давления и температуры, оборудование, параметры флюида), производятся расчеты и анализ результатов.

В потоковых диаграммах могут быть отображены потоки компонентов, их свойства, температуры, давления и т.д. Также можно задавать условия для начального и конечного состояния компонентов.

	Изображ	Имя	Описание
Все		Смеситель	Объединяет несколько подающих потоков для подачи одного выходного потока
Динамика и управление		Тройник	Разделяет один входной поток подачи на несколько выходных потоков при тех же условиях и составе
Внешняя модель		Нагреватель	Простой нагреватель, определяемый с помощью температуры выходного потока, dT или расход...
Теплоперед.		Охладитель	Простой охладитель, определяемый с помощью температуры выходного потока, dT или холосто...
Регулятор		Теплообменник	Передаёт тепло между 2 потоками; Простая модель или Строгая для калибровки и оценки (например...
Трубы и гидравлика		Насос	Увеличивает давление жидкого потока; Вычисляет давление, температуру или эффективность
Изменители давления		Клапан управления	Управляет потоком, уменьшает давление и выполняет расчет кипения; Поддержка размеров...
Реактор		Сбросный клапан	Модели пружинных предохранительных клапанов; предотвращает нарастание давления и поддерж...
Сепаратор		Сепаратор	Разделяет содержимое ёмкости в паробразную и жидкую фазы; Поддержка нескольких входов
		3 фазный сепаратор	Разделяет содержимое ёмкости в паробразную и жидкую фазы; Поддержка нескольких входов
		Ёмкость	Имитирует перенапряжения жидкости сосудов; Разделение содержимого сосуда на фазы пара...
		Компрессор	Модели центробежных, поршневых и винтовых компрессоров. Увеличивает давление входного га...
		Расширитель	Центробежный расширитель уменьшает давление входного газа; Вычисляет состояние потока или...

Рисунок 15 – Меню технологических аппаратов и оборудования Aspen Hysys

Aspen Hysys включает набор следующих основных подсистем, обеспечивающих решение задачи моделирования химико-технологических процессов:

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

- средства для формирования технологических схем из отдельных элементов;
- средства для расчета технологических схем, состоящих из большого числа элементов, определенным образом соединенных между собой.

Расчетный интерфейс программы – PFD экран. Поскольку экран PFD является графическим представлением моделируемой технологической схемы, на нем отображаются объекты схемы (т.е. потоки и модульные операции – аппараты) и соединения между ними. Каждый объект на PFD представлен совокупностью его условного изображения и метки, соответствующей названию объекта. Так, например, материальный поток представлен в виде жирной стрелки синего (когда он полностью задан) или голубого (когда задан не полностью) цвета, причем направление этой стрелки совпадает с направлением движения вещества.

Начинаем формировать схему подготовки попутного нефтяного газа, исходя из данных раздела 1.3 данной работы. Точкой отчета для начала моделирования станет установка подготовки нефти, а именно потоки попутного нефтяного газа высокого давления и низкого давления (рисунок 16).

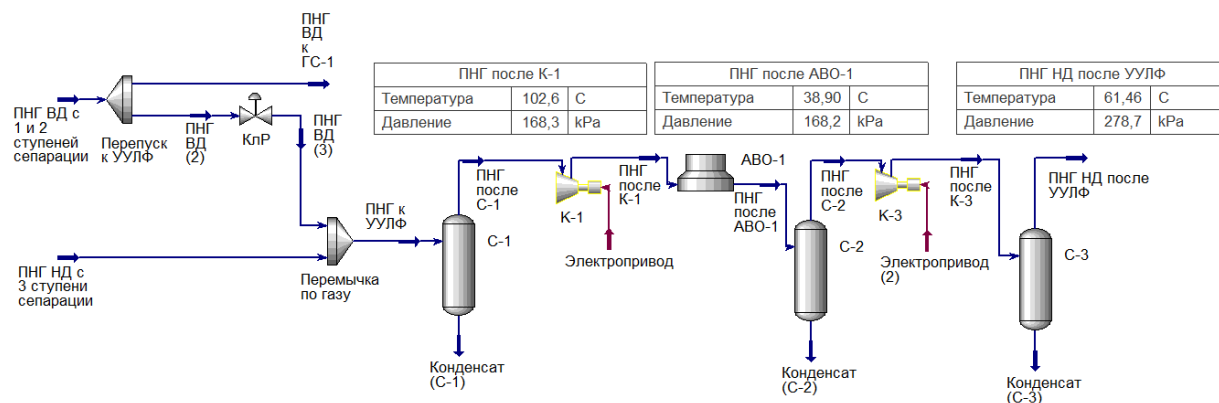


Рисунок 16 – Участок модели подготовки ПНГ на УУЛФ УПН

Задаем поток низкого давления на вход сепаратора УУЛФ С₁, учитывая компонентный состав и параметры потока, в том числе объемный расход газа низкого давления, полученный аналитическим методом на панелях автоматизированного рабочего места оператора – 2500 м³/час, а также врезку с линии высокого давления, поддерживающую в динамическом режиме при

помощи регулирующего клапана давление на всасе 1 ступени сжатия УУЛФ 10 кПа (объемный расход – порядка 300 м³/час, процент открытия клапана в модели варьируется при падении давления в КСУ от 0 до 3 %).

Попутный нефтяной газ высокого давления с 1 и 2 ступеней сепарации с объёмным расходом 13000 м³/час, проходя через газосепаратор ГС-1, объединяется с потоком ПНГ низкого давления после УУЛФ и направляется на площадку подключения газокomppressorной станции по газопроводу длиной порядка 100 метров ($D_{вн} = 500$ мм). На ГКС проходит дополнительная очистка от капельной жидкости в фильтр сепараторе ФС-1 и сетчатом фильтре СФ.

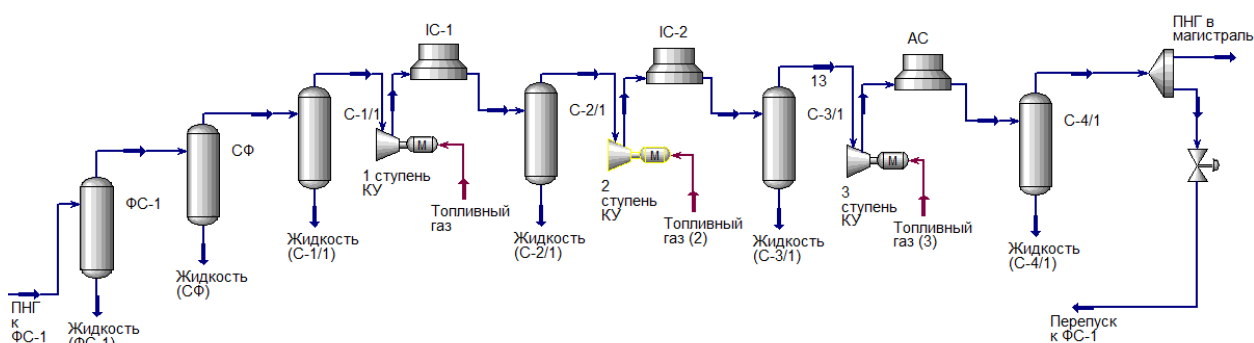


Рисунок 17 – Участок модели подготовки ПНГ на ГКС

Далее моделируем технологическую схему прохождения потока ПНГ по трубопроводам и аппаратам компрессорной установки. На выходе с конечной ступени сепарации моделируем дросселирующий клапан в динамическом режиме, с фиксированной уставкой по давлению 0,28 МПа, в зависимости от давления газа, поступающего от УПН, процент открытия клапана варьируется от 10 до 15 %.

Крайними модульными операциями являются (рисунок 18):

- создание расчетного модуля площадки емкостей, включая трехфазный разделитель жидкости Р-1 – один из важнейших элементов установки (с учетом влияния управляющих параметров системы: регулирующих клапанов по газу и жидкости, геометрических размеров аппарата и общепринятых принципов разделения трехфазной смеси);

- формирование насосной ШФЛУ и метанола для подачи в магистральный газопровод.

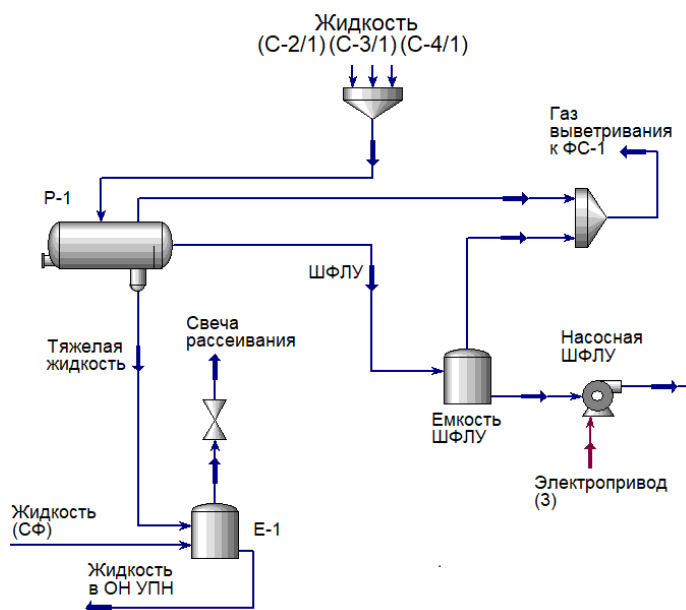


Рисунок 18 – Участок модели площадки емкостей

Объединенный поток газа выветривания с разделителя жидкости и буферной емкости ШФЛУ направляем во врезку трубопровода перед ФС-1. Дыхание накопительной дренажной емкости E-1 происходит с свободным доступом к атмосфере, при помощи свечи рассеивания. Избыточное давление в емкости E-1 всегда стремится к нулю. Модель клапана в статическом режиме, в положении 100% открытия.

Полноценная модель технологических процессов подготовки попутного нефтяного газа представлена в приложении Б (рисунок Б.26).

2.3 Задание характеристик для аппаратов и оборудования. Оценка достоверности и запуск расчетов

После ввода параметров материальных потоков и построения технологической схемы задаются регулируемые значения технологических параметров работы оборудования установки (температура, давление, параметры разделения продуктов, габариты, технические характеристики и т.д.). Отдельно рассмотрим настройку и калибровку технических

характеристик компримирования попутного нефтяного газа первой степени сжатия КУ.

Количество цилиндров	3
Тип цилиндра	Двустороннего действия, с напра
Бур [m]	0,4400
Ход [m]	0,1710
Диаметр штока поршня [m]	7,300e-002
Постоянная объемная потеря КПД [%]	1,00
Фиксированный объем зазора по умк	12,00
Гидравлическое сопротивление при i	355,6 kg/hr/sqrt(kPa-kg/m3)
Типичная расчетная скорость [rpm]	900,0
Объемный КПД [%]	72,70
Скорость [rpm]	862,7

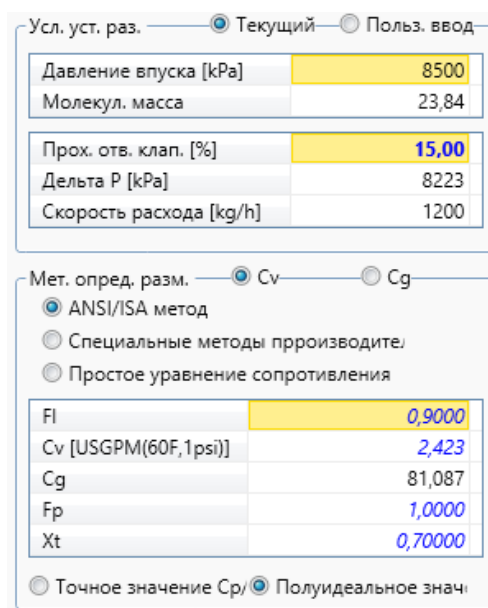
Рисунок 19 – Настройка 1 степени сжатия поршневого компрессора

Помимо стандартного набора настроек типа компрессора, производительности, рабочего давления, скорости вращения и мощности привода, есть отдельный модуль с настройками параметров возвратно-поступательного движения, специфично для поршневого типа компрессоров. Диаметры цилиндров, ход штока поршня, диаметр штока, объём мертвого пространства и другие характеристики задаются по паспортным данным и действующим настройкам РПО.

Для сепарационного и охлаждающего оборудования охват регулируемых параметров не столь велик, но также можно учитывать геометрию и, один из интересных нюансов – коэффициент уноса в системе взаимодействия газ-жидкость. Также есть возможность задать число секций АВО, мощность и количество вентиляторов, структуру теплообмена и т.д.

Программа позволяет моделировать характер работы запорно-регулирующей арматуры как в статическом режиме, так и в динамическом режиме, с подстройкой работы клапана под уставку по расходу, либо регулируемому давлению в системе (рисунок 20). В нашем случае такие клапаны задействованы при перепуске ПНГ с концевой степени сепарации на ФС-1, на перемычке газа с ГС-1 на низконапорный ПНГ к УУЛФ. Также

клапаны регулируют давление в разделителе жидкости и буферной емкости ШФЛУ.



Усл. уст. раз.	
Давление впуска [кПа]	8500
Молекул. масса	23,84
Прох. отв. клап. [%]	15,00
Дельта P [кПа]	8223
Скорость расхода [kg/h]	1200

Мет. опред. разм.	
F1	0,9000
Cv [USGPM(60F,1psi)]	2,423
Cg	81,087
Fp	1,0000
Xt	0,70000

Рисунок 20 – Настройка регулирующего клапана в динамическом режиме

При моделировании действующих установок достоверность разработанной модели проверяется сравнением расчетных и фактических технологических параметров работы установки в целом и каждого вида оборудования в отдельности, компонентно-фракционных составов и физико-химических свойств газовой и жидкой фаз каждой ступени процесса, отобранных в процессе обследования, а также товарных свойств продуктов и полупродуктов.

Программное обеспечение Aspen Hysys позволяет вносить полный молярный состав по элементам, контролировать полученный результат на каждом из этапов подготовки нефти и газа. Для дальнейшей проверки адекватности расчетов Aspen Hysys было проведено несколько сравнений по смоделированным потокам данных по попутному нефтяному газу на промежуточных стадиях работы цифрового двойника и соответственно промысла, а именно на выходе с сетчатого фильтра СФ перед входом газа в компрессорные установки. Сравнивая полученные данные в ходе расчетов программного обеспечения и данные лабораторных исследований, были получены следующие данные (таблица 2).

Таблица 2 – Сравнение компонентного состава ПНГ перед КУ

Компонент	Лаборатория, % мол.	Цифровой двойник в Aspen Hysys, % мол.	Абсолютная погрешность, %	Относительная погрешность, %
CH ₄	71,6	71,54	0,06	0,08
C ₂ H ₆	6,71	6,78	0,07	1,04
C ₃ H ₈	7,57	7,87	0,30	3,96
i-C ₄ H ₁₀	2,18	2,18	0,00	0,00
C ₄ H ₁₀	3,87	3,82	0,05	1,29
i-C ₅ H ₁₂	1,79	1,69	0,10	5,59
C ₅ H ₁₂	1,86	1,72	0,14	7,53
C ₆₊	0,87	0,70	0,17	19,54
C ₇₊	0,21	0,30	0,09	42,86
C ₈₊ и выше	0,07	0,10	0,03	42,86
CO ₂	2,05	2,04	0,01	0,49
O ₂	0,02	0,03	0,01	50,00
N ₂	1,12	1,11	0,01	0,89

Как видно из таблицы 2, показатели достаточно близки, а это значит, что настройку модели можно считать завершенной и переходить к проверке, выдвинутых в ходе исследования, гипотез и поиску возможных вариантов изменения технологического режима для повышения качества газа, подаваемого к компрессорным установкам, которое соответственно сказывается на надежности и бесперебойности их работы, а также увеличивает межремонтный интервал.

2.4 Проверка гипотез и поиск оптимального технологического режима

В процессе прохождения производственной и преддипломной практик был проведен анализ эксплуатации установки подготовки нефти и газа, в результате чего сформулирован ряд гипотез, свидетельствующих о наличии «узких» мест в схеме подготовки попутного нефтяного газа. Попутный нефтяной газ низкого давления с УУЛФ, газ дегазации с площадки емкостей, а также сдресселированный газ с нагнетания являются возможными факторами, ухудшающими компонентный состав и свойства входящего потока к компрессорным установкам, что в свою очередь влияет на ускоренный износ клапанной сборки цилиндров компрессора первых ступеней сжатия. Смоделированный и откалиброванный цифровой двойник позволит

проверить выдвинутые предположения, а также поможет спрогнозировать вероятные сценарии оптимизации технологического режима.

Попутный нефтяной газ низкого давления, пройдя через установку улавливания легких фракций, практически полноценно отделяет фазу капельной жидкости: 15 м³/час против 60 м³/час на входе в УУЛФ, 0,5 % против 2 % соответственно. Из-за достаточно высоких температур потока на всех стадиях УУЛФ (80-85 °С после 1 ступени сжатия, 40-50 °С после АВО и 60-65 °С на выходе с УУЛФ) разделение фаз происходит неэффективно. Газ с крайней очереди сепарации называют тяжелым (жирным). Он отличается высокой плотностью и, соответственно, высоким процентом содержания в компонентном составе тяжелых углеводородов C₃₊, а значит – высоким содержанием ШФЛУ (C₃, C₄) и газового конденсата (C₅ и выше).

Возвращаясь к данным лабораторного исследования ПНГ низкого давления (рисунок 13) – концентрация тяжелых углеводородов в потоке на входе в С₁ УУЛФ составляет 1250 г/м³ (C₃₊) и 400 г/м³ (C₅₊) соответственно. На выходе с УУЛФ, согласно цифровой модели, те же показатели равны соответственно 880 г/м³ и 290 г/м³. Компонентный состав потока ПНГ на выходе с С₃ УУЛФ, спрогнозированный цифровым двойником, представлен в таблице 3.

Пропан, бутан и пентан при определенных условиях легко конденсируются и образуют жидкость, которая негативно сказывается на эксплуатации компрессорных установок и транспортировке. Процент низконапорного попутного нефтяного газа, насыщенного тяжелыми углеводородами от общего потока газа с УПН на ГКС составляет порядка 15 % или в эквиваленте массового расхода – 2800 кг/час, соответственно влияние на свойства и компонентный состав потока наиболее значимое, гипотезу подтверждена экспериментально-расчетным путем.

Таблица 3 – Компонентный состав и свойства газа проблемных участков

Компонент/ параметр		ПНГ НД после УУЛФ УПН	Газ выветривания с площадки емкостей ГКС	Перемычка дресселированного ПНГ после КУ ГКС
CH ₄	% мол.	45,01	56,75	73,99
C ₂ H ₆		6,86	10,04	7,12
C ₃ H ₈		13,21	14,48	7,83
i-C ₄ H ₁₀		7,16	3,93	2,08
C ₄ H ₁₀		12,83	6,32	2,93
i-C ₅ H ₁₂		6,35	2,58	1,35
C ₅ H ₁₂		4,3	1,88	0,64
C ₆₊		0,84	0,96	0,50
C ₇₊		0,11	0,06	0,12
C ₈₊ и выше		0,04	0,01	0,02
CO ₂		1,65	2,31	2,19
O ₂		0,18	0,02	0,03
N ₂		1,46	0,66	1,20
Объемный расход		м ³ /час	1800	300
Плотность при ст. усл.	кг/м ³	1,620	1,215	1,015
Содержание C ₃₊	г/м ³	880	650	300

Газ выветривания с площадки емкостей ГКС выводится из разделителя жидкости и буферной емкости ШФЛУ регулирующими клапанами, настроенными на давление в аппаратах 0,85 и 0,78 МПа соответственно. Давление позволяет скрубберам 2, 3 и концевой ступени сепарации компрессорных установок передавливать жидкость в разделитель, где происходит трехфазная сепарация. Т.к. Р-1 находится в состоянии полного наполнения приёмной ванны, в газ выветривания попадают как неразделенная капельная жидкость, так и частички ШФЛУ, в результате чего порядка 3-5 % от общего состава потока газа занимает жидкая фаза, из-за чего сепараторы ФС-1, СФ и С-1/1 отбивают на 170 кг жидкости в сутки больше, чем могли бы без газа выветривания в общем потоке. Вдобавок к этому газ с площадки емкостей насыщен тяжелыми углеводородами, в особенности пропаном (таблица 3). Анализируя изменение свойств и компонентного состава ПНГ на входе в компрессорные установки, можно убедиться в негативном влиянии газа выветривания: плотность газа при стандартных условиях меняется с 1,059

кг/м³ на 1,077 кг/м³, содержание углеводородов C₃+ увеличивается с 412 г/м³ до 450 г/м³ и это при небольшом расходе – 300 м³/час.

Гипотеза о влиянии перемычки между линией скомпримированного газа и линией подачи газа от УПН, для обеспечения регулирования производительности компрессорных установок посредством дросселирования с 8,5 МПа до 0,28 МПа и перепуска газа не подтвердилась.

Дросселирование – процесс изменения давления газа при постоянном объеме. При этом не происходит теплообмена между газом и окружающей средой, поэтому удельная внутренняя энергия газа остается неизменной, а изменяется только его давление и температура, данное явление названо эффектом Джоуля-Томсона. Температура в нашем случае понижается до отрицательных значений, об этом свидетельствует снежный покров трубопровода в области перемычки. Компонентный состав ПНГ после дросселирования мало чем отличается от конечного состава, подготовленного скомпримированного газа, поступающего в магистраль, а вот в параметрах добавляется жидкая фракция, происходит гидратообразование с выделением жидкой фракции (рисунок 21).

Название потока	Перепуск к ФС-1	Паровая фаза	Жидкая фаза
Паровая / фазовая фракция	0,9793	0,9793	0,0207
Температура [С]	-10,57	-10,57	-10,57
Давление [кПа]	280,0	280,0	280,0
Мольный расход [m3/h_(gas)]	1500	1469	31,00
Масс. расход [kg/h]	1513	1425	88,05
Станд. объем. расх. ид. жидк. [m3/h]	3,963	3,819	0,1448
Молярная энтальпия [kJ/kgmole]	-9,165e+004	-8,993e+004	-1,732e+005
Молярная энтропия [kJ/kgmole-С]	167,8	170,0	60,32

Рисунок 21 – Параметры материального потока ПНГ перемычки

Формирование гидратов происходит при температуре -2 °С, исходя из графика, построенного в аналитическом модуле материального потока программы Aspen Hysys (рисунок 22). В нашем случае температура падает до -10 °С. Точка отбора газа для дросселирования и перепуска обусловлена возможностью сброса на фильтр-сепараторе ФС-1 выделяющейся из газа, в процессе дросселирования жидкости. Так же точка отбора обусловлена

возможностью подачи метанола, для предотвращения образования гидратов и закупоривания сечения трубопровода.

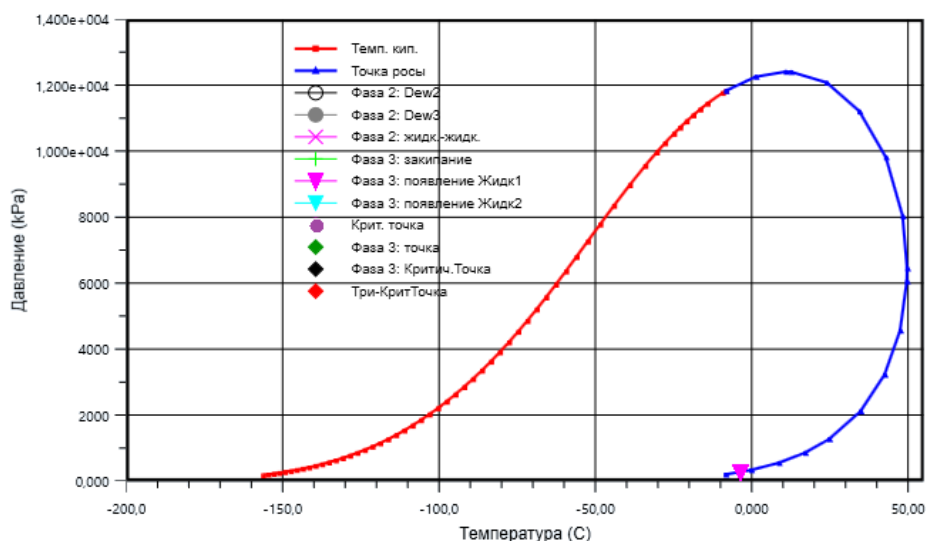


Рисунок 22 – График конденсации потока ПНГ перемычки

Плотность газа с перемычки при стандартных условиях $1,015 \text{ кг/м}^3$, а содержание углеводородов C_3+ 242 г/м^3 . Соответственно, влияние перемычки на основной поток ПНГ скорее положительное, если учитывать факт полной сепарации выпавшего при дросселировании конденсата в сепараторах перед компрессорными установками.

Проанализированы все гипотезы, выдвинутые в процессе наблюдения и эксплуатации установки подготовки нефти и газа. Наиболее наглядное подтверждение получила проблема рационального использования низконапорного жирного попутного нефтяного газа крайней очереди сепарации с УУЛФ.

Эффективная подготовка низконапорного газа во многих случаях требует введения дополнительной инфраструктуры для полного фазового разделения и улучшения свойств и компонентного состава. Существуют примеры расширения функционала УУЛФ за счет дополнительной комплектации:

- на входе газа устанавливается двухступенчатый фильтр-скруббер, оснащенный системой автоматического дренажа конденсата;
- на выходе из КУ ставят дополнительные фильтры тонкой очистки газа;

- в технологическую схему установки может включаться узел осушки газа;
- в особых случаях вместе с КУ могут также поставляться компактные адсорбционные (на фото ниже), абсорбционные или рефрижераторные осушители газа в отдельном укрытии.

В случае нашей конкретной установки, ныне существующих и потенциально возрастающих показателей добычи нефти и извлечения попутного нефтяного газа наиболее оптимальным вариантом видится оптимизация технологического режима работы установки улавливания легких фракций УПН, в рамках, дозволенных проектными показателями и параметрами регламентов УПНГ.

На цифровом двойнике был смоделирован следующий сценарий: изменена уставка регулирующего клапана по перепуску ПНГ ВД с ГС-1 к УУЛФ, в результате которого расход по газу изменился с 300 до 450 м³/час. Давление на входе в УУЛФ возросло до показателей 40 кПа. С повышением давления возрастает стабильность работы 1 ступени низконапорного сжатия, а также увеличивается разность плотностей между газом и жидкостью. Это, в свою очередь, увеличивает скорость оседания капель жидкости и повышает эффективность сепарации во входном сепараторе УУЛФ – С₁.

Далее ПНГ проходит 1 ступень сжатия, откуда с давлением 170 кПа и температурой 90 °С попадает в секция охлаждения. При текущей режиме газ на АВО охлаждается до 40 °С. На динамической модели был опробован сценарий применения некоего подобия низкотемпературной сепарации, при котором газ охлаждается до 10 °С. Происходит эффективное фазовое разделение, при котором жидкая фаза занимает порядка 10 % от общего потока. При понижении температуры, вязкость газа повышается, что приводит к повышению сопротивления и повышению эффективности разделения фаз соответственно. Повышается эффективность сепарации на С₂, отбивается порядка 0,7 м³/час, что в 2 раза больше, чем при нынешнем технологическом режиме.

Показатели компонентного состава и плотности газа уже после второго сепаратора значительно превосходят те показатели, что наблюдали ранее (плотность при ст. условиях 1,446 кг/м³).

Далее ПНГ дожимается до требуемых показателей давления – 280 кПа, но в результате снижения температуры газа на АВО, температура после 2 ступени сжатия равняется 25 °С. Регламент установки диктует условия для газожидкостной смеси, выходящей с УУЛФ, а именно: давление (0,25...0,4) МПа и температура (60...96) °С. Моделируем кожухотрубный теплообменник на выходе газа с С₃ (рисунок 23). На УПН функционирует собственная котельная, которая поставляет теплоноситель для уже существующего теплообменного оборудования как УПН, так и ГКС.

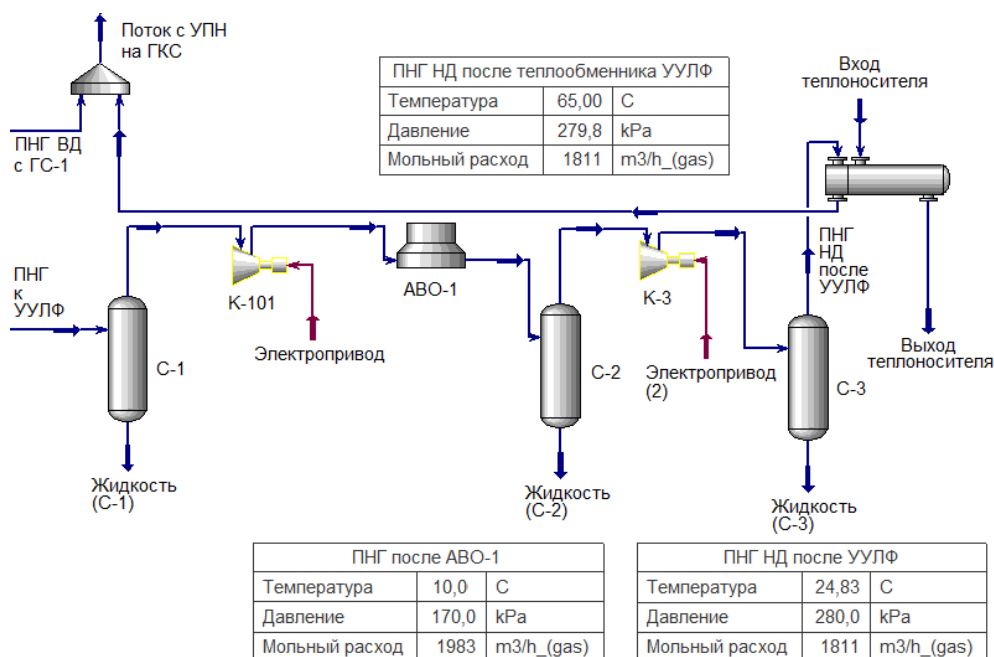


Рисунок 23 – Модель модернизации УУЛФ УПН

В таблице 4 проведен сравнительный анализ параметров и компонентного состава ПНГ на выходе с С₃ УУЛФ при действующем технологическом режиме и с предложенным вариантом модернизации. Наблюдается качественное улучшение параметров попутного нефтяного газа, прирост содержания газообразных компонентов газа – метана и этана составляет 14 %, что говорит о повышении эффективности подготовки.

Таблица 4 – Компонентный состав и свойства газа после УУЛФ УПН

Компонент/ параметр		Без модернизации	С модернизацией	Эффект
CH ₄	% мол.	45,01	51,88	+14%
C ₂ H ₆		6,86	7,30	
C ₃ H ₈		13,21	12,56	-14%
i-C ₄ H ₁₀		7,16	6,59	
C ₄ H ₁₀		12,83	9,97	-38%
i-C ₅ H ₁₂		6,35	4,46	
C ₅ H ₁₂		4,3	3,12	
C ₆₊		0,84	0,80	
C ₇₊		0,11	0,03	
C ₈₊ и выше		0,04	0,01	
CO ₂		1,65	1,65	
O ₂		0,18	0,18	
N ₂		1,46	1,45	
Плотность при ст. усл.	кг/м ³	1,620	1,427	-12%
Содержание C ₃₊	г/м ³	880	725	-18%

Улучшение качества попутного нефтяного газа УУЛФ оказывает влияние на общий поток газа, направляющегося от УПН к компрессорным установкам ГКС (рисунок 24). Исходя из показателей в таблице 2, можно сделать вывод о сокращении концентрации тяжелых углеводородов в потоке.

Условия	Мольные доли	Паровая фаза	Жидкая фаза
Methane	0.7227	0.7227	0.0102
Ethane	0.0682	0.0682	0.0058
Propane	0.0758	0.0758	0.0248
i-Butane	0.0214	0.0214	0.0172
n-Butane	0.0371	0.0371	0.0423
i-Pentane	0.0150	0.0150	0.0450
n-Pentane	0.0156	0.0156	0.0615
n-Hexane	0.0087	0.0087	0.0812
n-Heptane	0.0014	0.0014	0.0943
n-Octane	0.0003	0.0003	0.1002
n-Nonane	0.0001	0.0001	0.0622
n-Decane	0.0000	0.0000	0.1260
n-C11	0.0000	0.0000	0.1306
n-C12	0.0000	0.0000	0.1977
CO2	0.0206	0.0206	0.0008
Oxygen	0.0003	0.0003	0.0000
Nitrogen	0.0112	0.0112	0.0001
Methanol	0.0000	0.0000	0.0000
Итого	1,00000		

Рисунок 24 – Компонентный состав ПНГ перед КУ ГКС

Наибольшее разрушительное влияние на клапанные сборки цилиндров поршневых компрессоров, как было описано ранее, влияют давление потока, молекулярный вес и состав компримируемого газа. Плотность газа на входе в КУ уменьшилась с 1,077 до 1,049 кг/м³, вследствие чего уменьшился и

молекулярный вес, а также сократилась концентрация углеводородов, способных конденсироваться и разрушать пластины клапанов, опорные пружины, демпферные пластины, а также сам корпус клапана.

Хотелось бы верить, что предложенные решения смогут реально повысить надежность и долговечность компрессорных машин, и разгрузить сепарационное оборудование установки подготовки нефти и газа, а разработанная динамическая модель - двойник будет актуализироваться и приносить пользу.

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В выпускной квалификационной работе магистра описывается процесс создания динамической модели установки подготовки нефти и газа в специализированном программном комплексе Aspen Hysys, которая позволяет в процессе анализа обнаружить наиболее уязвимые и узкие места процесса подготовки попутного нефтяного газа и предложить варианты модернизации промышленных агрегатов. С этой целью необходимо рассчитать и сформировать бюджетный фонд расширения штата на промысле специалистом по работе с динамическими моделями, либо обучить действующий оперативный персонал установки работе с цифровым двойником, для проведения экспериментов с технологическим режимом, с параметрами работы аппаратов и агрегатов. Проведя анализ цифровой двойника установки подготовки нефти и газа, одним из предложенных решений стало перенаправление отсепарированной жидкости из УУЛФ в нефтегазосепаратор.

Для обоснования экономической эффективности предложенных решений по внедрению цифрового аналога промысла необходимо оценить экономический эффект. Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- определение размера капитальных вложений;
- произвести расчет эксплуатационных затрат;
- рассчитать НДС;
- выполнить оценку экономической эффективности.

3.1 Определение размера капитальных вложений

Стоимость всего перечня оборудования, которое являются составляющими компонентами создания цифрового двойника и реализации модернизации представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Капитальные вложения в проект

Наименование позиции	Количество	Стоимость, тыс. руб
ПО Мир ПиА Процесс+	1 лицензия	800
Программа повышения квалификации по моделированию	8 шт.	560
Трубопровод с покрытием 159х4	100 м.	220
Опоры под трубопровод	7 шт.	14
Логистика и расходный материал		20
Обратный клапан	1 шт.	40
Итого		1654

Стоимость лицензионного программного обеспечения ASPEN HYSYS на официальном сайте составляет 12500000 руб. В данном ПО было осуществлено создание цифрового двойника УПНГ, что соответствует задачам импортозамещения. Работы в данном направлении ведутся достаточно активно и разработки отечественных ПО дают возможность выполнять задачи по внедрению цифрового динамического моделирования в промышленность. Воспользовавшись Отечественным центром компетенций по импортозамещению в сфере ИКТ находим разработанную Process-программу – Мир ПиА Процесс+, являющуюся полноценным аналогом с Российским интерфейсом и своими плюсами. Разработчики программной платформы Мир ПиА имеют более 20 лет опыта моделирования технологических процессов, проектирования технологического оборудования и установок, а также научных исследований в области массообменного оборудования. Цена на программный продукт Мир ПиА Процесс варьируется в зависимости от набора приобретаемых расчетных модулей и составляет от 500 тысяч рублей в год за одно локальное рабочее место. Принимаем 800 тысяч рублей за стоимость лицензионного отечественного программного обеспечения. Программные компоненты будут устанавливаться на уже имеющийся персональный компьютеры мастера установки/ инженер-технолога.

Заниматься составлением моделей и анализом работы установки могут заранее обученные операторы, либо необходимо вводить 2 новые ставки.

Выбираем вариант с повышением квалификации операторов ТУ с их повышением заработной платы. Стоимость продвинутой программы повышения квалификации в области математического моделирования технологических процессов на одного человека в НИ ТГУ с выдачей удостоверения государственного образца – 70 тысяч руб. Обучаем операторов ТУ.

Действующая УУЛФ имеет сепараторы и низконапорный компрессор агрессивных сред, таким образом необходимо приобрести 100 м стального трубопровода с антикоррозионным покрытием диаметром 159x4 мм, стоимость которого порядка 2200 руб./м. По нормативам прокладки трубопровода диаметром 159 мм максимальное расстояние между опорами – 10 метров. Закладываем в стоимость порядка 7 обустроенных опор.

Также необходимо приобрести арматуру – клапан обратный диаметром 150, давление 1,6 МПа, стоимость принимаем за 40 тысяч рублей. За логистику и расходный материал платим в сумме 20 тыс. руб.

Таким образом, в 2023 году затраты на внедрение и реализацию проекта составят 1,65 млн. руб., для прочих капитальных вложений и природоохранные мероприятия закладывается 10% и 5% соответственно от всех капитальных вложений.

Таблица 6 – Распределение капитальных вложений в 2023 – 2026 гг.

Годы	Строительство	Реализация проекта, тыс. руб.				Прочие расходы	Природоохранные мероприятия	Итоговая сумма капитальных затрат
		В том числе			Всего			
		Модернизация установок после анализа двойника	Эксплуатация ПО	Обучение сотрудников				
2023	0	294	800	560	1 654	165,4	82,7	1 902,1
2024	0	0	800	0	800	80	40	920
2025	0	0	800	0	800	80	40	920
2026	0	0	800	0	800	80	40	920
Итого								4 662,1

В 2023 – 2026 годах для реализации и эксплуатации данной технологии, а также на внедрение модернизации УПНГ в результате анализа динамической модели, сумма затрат составит 4662 тыс. руб.

3.2 Расчет эксплуатационных затрат

Для расчёта эксплуатационных затрат необходим прогноз цены на нефть, обменного курса доллара и добычи нефти, который был взят из прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и плановый период 2024-2026 годов.

Таблица 7 – Макроэкономические показатели

Годы	Цена нефти Urals	Обменный курс	Цена нефти Urals	Прирост добычи от рецикла исходя из модели	
	долл/барр	руб./долл	руб./барр	т/сут	т/год
2023	49	80	3 920	0,52	109,2
2024	53	79	4 187	0,52	189,8
2025	58	78	4 524	0,51	186
2026	58	78	4 524	0,51	186

В эксплуатационные затраты входят расходы, необходимые для устойчивого функционирования объектов добычи, подготовки и транспорта продукции. Для реализации данной технологии понадобится поднять заработную плату операторам ТУ в количестве 8 человек на 10 тыс. руб. в месяц. Оценка общих расходов представлена в виде рублей за тонну добываемой/экспортируемой продукции и представлена в приложении В (таблица В.22, таблица В.23).

Эксплуатационные затраты подразделяются на текущие затраты и налоги, включаемые в себестоимость. Основная часть уплачиваемых налогов – НДС, страховые взносы и прочие налоги (налог на имущество и прибыль).

3.3 Амортизация основных средств

Амортизация представляет собой систематическое распределение итоговой цены актива на срок его эффективного использования.

В случае нашего проекта, амортизация делится на материальные и нематериальные активы, такие как лицензированное программное обеспечение для моделирования технологических процессов. К материальным средствам относим – опоры под трубопровод и саму перемычку с запорной арматурой. Отнесем оборудование к 8-ой амортизационной группе с ставкой 4,76 и сроку полезного использования более 20 лет.

Таблица 8 – Расчет амортизации на опоры для трубопровода

Опоры под трубопровод	2023	2024	2025	2026
Балансовая стоимость, тыс. руб.	14,00	13,33	12,70	12,09
Амортизационная ставка, %	4,76	4,76	4,76	4,76
Амортизация, тыс. руб.	0,67	0,63	0,60	0,58

Таблица 9 – Расчет амортизации на перемычку

Перемычка	2023	2024	2025	2026
Балансовая стоимость, тыс. руб.	280,00	266,67	253,98	241,89
Амортизационная ставка, %	4,76	4,76	4,76	4,76
Амортизация, тыс. руб.	13,33	12,69	12,09	11,51

При линейном способе - исходя из фактической (первоначальной) стоимости или текущей рыночной стоимости (в случае переоценки) нематериального актива равномерно в течение срока полезного использования этого актива. Формула расчета амортизации линейным способом для нематериальных активов:

$$AM = \frac{C}{СПИ}, \quad (3)$$

где С — первоначальная или текущая рыночная стоимость объекта НМА; СПИ – срок полезного использования объекта НМА в месяцах

Таблица 10 – Расчет амортизации на использование лицензионного ПО

Нематериальный актив (ПО)	2023	2024	2025	2026
Первоначальная стоимость, тыс. руб.	800,00	800,00	800,00	800,00
Срок полезного использования, месяц	12	12	12	12
Амортизация, тыс. руб.	66,67	66,67	66,67	66,67

За 3,5 года использования основного оборудования, амортизационные отчисления составят 319 тыс. руб.

3.4 Расчет налога на добычу полезных ископаемых

Нефтегазовые доходы занимают значительную часть доходов в бюджетной системе РФ. По данным Минфина в 2022 году 42,1 % доходов федерального бюджета поступили от нефтегазового сектора, а в 2023 году по прогнозу – 34,2 %. Нефтегазовые доходы включают налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), налог на имущество организации, акцизы на нефтяное сырье, а также налог на прибыль. Исчисление НДПИ определяется ст. 342 НК РФ. Формула включает в себя налоговую ставку, определяемую п.9 ст.342 НК РФ, умноженную на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть ($K_{ц}$). Полученное произведение уменьшается на коэффициент $D_{м}$, характеризующий особенности добычи нефти (Таблица 11).

Таблица 11 – Коэффициенты для расчета НДПИ на 2023 год

Наименование коэффициента	Формула	Значение, руб/т
Налоговая ставка	п.9 ст.342 НК РФ	919
$K_{ц}$	$K_{ц} = (Ц - 15) \cdot \frac{P}{261}$	10,4
$D_{м}$	$D_{м} = K_{НДПИ} \cdot K_{ц} \cdot (1 - K_{з} \cdot K_{д} \cdot K_{дв} \cdot K_{кан}) - K_{к} - K_{АБДТ} - K_{МАН}$	1154,2
НДПИ	$НДПИ = 919 \cdot K_{ц} - D_{м}$	8403,4

Таким образом, налог на добычу полезных ископаемых в 2023-2026 годах составит от 8423,1 до 11267,5 руб за тонну добытого сырья. Прямая зависимость от волатильности нефтегазового рынка и курса валют.

Таблица 12 – Расчет НДПИ

Год	Доп. добыча от модернизации УУЛФ		НДПИ от модернизации УУЛФ	
	Суточная добыча, т	Годовая добыча, т	НДПИ, руб/т	НДПИ, тыс. руб./год
2023	0,52	109,20	8403,4	917,65
2024	0,52	189,80	9729,5	1846,67
2025	0,51	186,00	11312,9	2104,24
2026	0,51	186,00	11312,9	2104,24

3.5 Налог на имущество организаций

Данный вид налогового обложения осуществляется по установленному региональному тарифному значению ставки, исходя из средней остаточной стоимости имущества (оборудования) за период пользования. Справочная информация о ставках и льготах по имущественным налогам организаций Томской области: 2,2 %. Новое оборудование было приобретено за сумму 294 тыс. руб. Амортизация на данное оборудование определена и представлена в таблице №13.

Таблица 13 – Суммарная амортизация на приобретенное оборудование

	2023	2024	2025	2026
Амортизация на оборудование, тыс. руб	13,99	13,33	12,69	12,09

Таблица 14 – Расчет налога на имущество организации

	2023	2024	2025	2026	2027
Остаточная стоимость на начало периода		294,00	280,01	266,68	253,98
Остаточная стоимость на конец периода	294,00	280,01	266,68	253,98	241,89
Налог на имущество (2,2 %)	0	6,314	6,01	5,73	5,46

3.6 Оценка экономической эффективности проекта

Оценка экономической эффективности является ключевым этапом в расчете, при котором определяются индекс доходности капитальных вложений, срок окупаемости, чистый дисконтированный доход.

Таблица 15 – Эксплуатационные показатели

Показатели	Ед. изм-ния	Сумма	2023	2024	2025	2026
Среднегодовое пополнение товарной нефти после внедрения технологии	т	671,01	109,20	189,80	186,00	186,00
Накопленная добыча нефти	т	-	109,20	299,00	485,00	671,01
Эксплуатационные затраты без налогов	тыс. руб.	6072,36	1009,37	1688,20	1687,84	1686,95

Капитальные вложения в проект	тыс. руб.	4662,10	1902,10	920,00	920,00	920,00
Цена реализации нефти без НДС	руб./т	-	28739,00	30696,48	33167,16	33167,16
Амортизация	тыс. руб.	318,77	80,66	79,99	79,36	78,76

Выручка от применяемой технологии за 3,5 года составит 21,302 млн. руб., при этом отчисления в федеральный бюджет составят 9,853 млн. руб, а чистая прибыль достигнет 11,449 млн. руб.

Таблица 16 – Экономические показатели

Показатели	Ед. измерения	Сумма	2023	2024	2025	2026
Выручка	тыс. руб.	21 302,94	3 138,30	5 826,19	6 169,22	6 169,22
Текущие затраты	тыс. руб.	6 990,86	917,65	1 852,98	2 110,26	2 109,97
НДПИ	тыс. руб.	6 972,81	917,65	1 846,67	2 104,24	2 104,24
Валовая прибыль	тыс. руб.	14 312,08	2 220,64	3 973,21	4 058,97	4 059,25
Налог на имущество организаций	тыс. руб.	18,05	0,00	6,31	6,01	5,73
Налог на прибыль	тыс. руб.	2 862,42	444,13	794,64	811,79	811,85
Сумма налогов	тыс. руб.	9 853,28	1 361,78	2 647,62	2 922,05	2 921,82
Чистая прибыль	тыс. руб.	11 449,66	1 776,52	3 178,57	3 247,17	3 247,40
Денежный поток	тыс. руб.	1 033,97	-1 054,29	650,37	718,69	719,20
Накопленный денежный поток	тыс. руб.	-109,48	-1 054,29	-403,92	314,77	1 033,97
Чистый дисконтированный доход	тыс. руб.	527,57	-1 054,29	-488,75	54,68	527,57

Таблица 17 – Итоговые результаты

Суммарный дисконтированный доход	тыс. руб.	527,57
Внутренняя норма доходности	%	42,84
Индекс доходности		0,34
Срок окупаемости	лет	1,50

Инвестиции окупаются в первые полтора года, т.к. действующее производство приносит недропользователю большую прибыль, достаточную чтобы окупить затраты в первый год. Данный проект не предусматривает получение видимой финансовой прибыли, что наблюдается по низкому

индексу доходности (0,34), т.к. направлен на обеспечение бесперебойности работы и сокращению отказов оборудования вследствие не идеального технологического режима. Прибыль вследствие снижения простоев компрессоров посчитать невозможно, но технология позволит сохранять денег гораздо больше, чем кажется на первый взгляд, хотя бы учитывая тот факт, что при аварийной остановке КУ сжигаются миллионы рублей в газовом эквиваленте в год.

Вывод по разделу

Был рассмотрен один из вариантов возможной модернизации, продиктованный проанализированным цифровым двойником УПНГ, а именно – перепуск жидкости с сепараторов УУЛФ в нефтегазосепаратор, для более полной сепарации частиц нефтяной эмульсии от газа, что, исходя из решения цифровой модели, сократит нефтяные потери при сепарации и уносе вместе с газом на 0,5 м³ нефти в сутки. Данное решение продемонстрировало локальную выгоду со сроком окупаемости – 1,5 года. По нынешним ценам и курсу – выручка за 3,5 года составила порядка 21 млн. руб., при сумме выплаченных налогов - 10 млн. руб. и затратах 2,5 млн в первый год и последующих эксплуатационных и капитальных затратах порядка 2 млн. в год.

Стоит отметить, что использование цифровой копии промысла на постоянной основе позволит проводить модернизацию производства по мере выявления узких и наименее эффективных мест эксплуатируемой установки, что повысит финансовую эффективность, вдобавок, модель позволит предсказывать отказ оборудования, увеличивая ресурсную эффективность.

Стоит отметить, что при внедрении системы с цифровым двойником предприятия увеличивают производительность оборудования на 10-15% в среднем, так как, при отклонении рабочих параметров оборудования, система реагирует на эти отклонения и сигнализирует о необходимой замене или ремонте оборудования, тем самым давая больше времени на подготовку к мероприятиям по ремонту и обслуживанию.

4 Социальная ответственность

В данном разделе рассматриваются опасные и вредные факторы, которые могут возникнуть при подготовке мероприятий по увеличению эффективности эксплуатации установки подготовки нефти и газа, а также мероприятия с помощью, которых возможно устранить эти факторы. При выполнении любых работ в производственных помещениях, внутри аппаратов, сосудов и на других технологических объектах от персонала требуется строгое соблюдение правил техники безопасности и организация безопасных условий труда. В разделе рассмотрены вопросы, касающиеся производственной безопасности, экологической, безопасности при возникновении чрезвычайных ситуациях, а также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Улучшение условий труда – важная задача социальной политики. К опасным и вредным факторам, которые могут возникнуть при обслуживании объектов газового хозяйства, относятся: аномальные микроклиматические параметры воздушной среды, чрезмерное загрязнение воздушной среды, повышенный уровень шумов и вибрации, недостаточная освещенность и т.д.

В работе рассматривается установка, находящаяся в IV климатической зоне РФ на территории Томской области, которая позволяет подготовить газ для межпромысловой транспортировки и получить следующие фазы углеводородов: газовый конденсат и ШФЛУ. Объектом исследования данной работы стал процесс подготовки ПНГ. Цель работы - обнаружение узких мест технологической схемы подготовки ПНГ для обеспечения надежности и бесперебойной работы машин и оборудования.

Сепараторы, емкости, АВО находятся на открытых площадках. а компрессоры и насосные агрегаты расположены в закрытых производственных помещениях. Наблюдение за процессом и контроль параметров осуществляется работником с пульта управления, а также с периодическим обходом оборудования персоналом установки.

4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

4.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

По степени опасности или вредности условия труда делятся на следующие четыре класса: оптимальные, допустимые, вредные, опасные условия труда. Условия труда при работе в компрессорном цехе являются допустимыми. Условиями труда, которые являются допустимыми (2 класс) являются те условия, при которых происходит воздействие на рабочего вредного или опасного производственного фактора, уровни воздействия, которых не превышают уровни, установленные в нормативных документах, а измененное функциональное состояние организма человека может восстанавливаться во время регламентированного отдыха или к началу следующего рабочего дня или смены. Работа производится вахтовым методом.

В соответствии с законодательством на работах с вредными или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных СИЗ согласно действующим типовым отраслевым нормам выдачи работникам спецодежды, обуви и других СИЗ. Все лица, находящиеся на рабочей смене, обязаны носить защитные каски. Работники без касок и других необходимых СИЗ к выполнению работ не допускаются [13, 14]. Рабочие, занятые на работах с вредными и опасными условиями труда, должны проходить медицинский осмотр в сроки, установлен Минздравом РФ [11]. Запрещается применение труда лиц моложе 18 лет на тяжелых работах и на работах с вредными или опасными условиями труда [16].

Работодатель должен обеспечить работников санитарно-бытовыми помещениями (гардеробными, сушилками для одежды и обуви, душевыми, помещениями для приема пищи, отдыха и обогрева) согласно соответствующим нормам и правилам.

В решениях по организации труда излагаются: форма организации труда (вахтовый, экспедиционно-вахтовый, бригадный и т.д.), графики работы,

режимы труда и отдыха, составы бригад. При описании режима труда указываются: продолжительность вахты, продолжительность смены, количество смен, часы начала и окончания смены, внутрисменные перерывы на отдых, перерывы на прием пищи.

Согласно статье 216 ТК РФ размеры, порядок и условия предоставления гарантий и компенсаций работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, устанавливаются в порядке, предусмотренном статьями 92, 117 и 1147 ТК РФ. Повышенные или дополнительные гарантии и компенсации за работу на работах с вредными и (или) опасными условиями труда могут устанавливаться локальным нормативным актом.

Все работники подлежат обязательному государственному социальному страхованию. Работники и члены их семей обеспечиваются за счет средств государственного социального страхования: пособиями по временной нетрудоспособности; пособиями по беременности и родам; пособиями при рождении ребенка; пособиями по уходу за ребенком.

4.1.2 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны

Рабочая зона, ее оснащенность и ее оборудование, которые применяются в соответствии с характером выполняемой работы, должны обязательно обеспечивать безопасность рабочего и сохранение его здоровья. Производственные территории и рабочие места должны быть обеспечены необходимыми средствами коллективной и индивидуальной защиты работающих, первичными средствами пожаротушения, а также средствами связи и другими средствами обеспечения безопасных условий труда.

В санитарно-бытовых помещениях должна быть аптечка с медикаментами, носилки, фиксирующие шины и другие средства оказания пострадавшим первой медицинской помощи. В местах проведения газоопасных и огневых работ и на площадках, где установлены сварочные

агрегаты, трансформаторы, контрольно-измерительные приборы, должны быть обеспечены меры пожарной безопасности:

- полностью устранена возможность проникновения огнеопасных газов и паров нефтепродуктов к месту производства этих работ;
- на расстоянии 15 м от площадки, на которой выполняют огневые работы, и мест установки сварочных агрегатов территория должна быть очищена от мусора и горючих предметов.

Перед началом огневых, газоопасных работ и в процессе работы периодически замеряется загазованность воздушной среды, наличие и исправность средств индивидуальной защиты. В период работ по вскрытию и проведению ремонта насосного и компрессорного оборудования должна постоянно работать приточно-вытяжная вентиляция. Помимо работы автоматических датчиков загазованности, не реже чем через 30 мин, необходимо производить анализ воздуха у места производства работ с записью в специальном журнале. Отбор проб газа и конденсата возможен при НКПР ниже 10%. При содержании газа более 300 мг/м^3 , работы прекращаются и принимаются меры по предотвращению проникновения газа. Устанавливаются знаки «Осторожно! Газ».

Работы с метанолом проводятся в соответствии с правилами охраны труда и рабочими инструкциями. Не допускается контакт с метанолом, не допускается проведение работы при превышении НКПР и недостаточной концентрации кислорода в воздухе рабочей зоны ($>20 \text{ \%}_{\text{об}}$).

Проведение инструктажа по технике безопасности и обучение безопасным приемам и методам работы проводит инженер по охране труда (при наличии данной должности) или лицо, исполняющее его обязанности – ответственный за подготовку к проведению огневых, газоопасных работ и работ на высоте.

4.2 Производственная безопасность

В данном пункте анализируются вредные и опасные факторы, которые могут возникать при разработке проектируемого решения. Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды на местонахождении работающего	СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
Чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания	ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
Повышенный уровень шума	ГОСТ 12.1.003–2014 Шум. Общие требования безопасности
Повышенный уровень локальной вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования
Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение
Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов	ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление
Подвижные (неподвижные) режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов, механизмов	ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	ГОСТ 12.2.003–91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

Вредными для организма человека являются наличие токсичных и вредных веществ в воздухе рабочей зоны, повышенная (пониженная) температура, вибрация оборудования, шумы и отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения при работе в операторной.

4.2.1 Вредные факторы

Токсичные и вредные вещества

Попутный нефтяной газ почти на 80% состоит из метана. В таблице 19 приведены его токсичные и пожароопасные свойства.

Таблица 19 – Токсичные и пожароопасные свойства газа

Основные параметры газа	Основные параметры газа
Токсическое действие	Центральная нервная система
ПДКВ, %	4-16
ПДК, мг/м ³	300
Санитарная норма, %	0,8

Основные свойства газа:

- при содержании метана в воздухе в пределах от 4 до 16% образуется взрывоопасная концентрация;
- природный газ, скопляющийся в закрытом помещении, вытесняет воздух и удушающее действует на человека;
- предельно допустимое содержание газа в помещениях не должно превышать 1%.

Для помещений, зданий и сооружений категорий «А» объемом до 300 м³ и пребыванием в них обслуживающего персонала до двух часов в смену предусматривается естественная вытяжная вентиляция из верхней зоны через дефлектор, рассчитанная на однократный воздухообмен, и вытяжная вентиляция, совмещенная с аварийной вентиляцией, обеспечивающей восьмикратный воздухообмен по полному объёму помещения. Включение вентилятора производится автоматически от газоанализатора при достижении 10 % НКПР газо-, паро- и пылевоздушных смесей. В укрытии установок компрессорных предусмотрена постоянно действующая приточно-вытяжная вентиляция и аварийная вытяжная вентиляция.

Для предотвращения гидратообразования на установке применяется метанол. Метанол – это яд, действующий на нервную и сосудистую систему. При попадании метанола в организм (через легкие, кожу, желудок) типичны

поражения зрительного нерва и сетчатки глаз. Тяжелое отравление, сопровождающееся слепотой, может быть вызвано 5-10 г метанола. Смертельная доза - 30 гр. При работе с метанолом (приём/ отпуск в автоцистерны из резервуаров) используются средства защиты дыхания, кожного покрова, защитные костюмы. Измеряется концентрация метанола в воздухе рабочей зоны газоанализатором до начала работы и в процессе.

Аномальные микроклиматические параметры

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. Постоянное отклонение метеоусловий на рабочем месте от нормальных параметров приводит к перегреву или переохлаждению человеческого организма и связанным с ними негативным последствиям.

При перегреве: к обильному потоотделению, учащению пульса и дыхания, резкой слабости, головокружению, появлению судорог, а в тяжелых случаях – возникновению теплового удара;

При переохлаждении возникают простудные заболевания, хронические воспаления суставов, мышц и др.

Работающие на открытой территории в зимний период года должны быть обеспечены специальной теплой одеждой, обувью, средствами защиты рук, средствами защиты головы, лица и глаз [15, 16]. Работа должна быть

организована таким образом, чтобы рабочие имели возможность периодически находиться в теплом помещении. Работающие на открытой территории в летний период года должны иметь свободный доступ к устройствам питьевого водоснабжения. Количество 10 минутных перерывов от работы зависит от скорости ветра и температуры воздуха. Согласно ГОСТ 12.1.005-88 [19] при определенной температуре воздуха и скорости ветра – работы приостанавливаются (таблица 20).

Таблица 20 – Условия для прекращения работы на открытом воздухе

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде:	-40
Не более 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15	-15
15,1–20,0	-5
Более 20,0	0

Отсутствие или недостаток искусственного освещения

Воздействие естественного света на человеческий организм представляет собой высокую ценность, поскольку естественный свет положительно влияет на психику человека, сохраняя ощущение его связи с окружающим миром. Отсутствие естественного освещения, как и его нехватка, классифицируется как вредный производственный фактор.

В соответствии с [30] работа за компьютером с относительной продолжительностью зрительной работы менее 70 % относится к разряду II, подразряду Б.

В помещениях, предназначенных для работы с ПЭВМ, освещенность рабочей поверхности от систем общего освещения E_n должна быть не менее 300 лк. Коэффициент пульсации освещенности K_n не должен превышать 5 %, коэффициент естественной освещенности не должен превышать 2,1 % в соответствии с [21].

Расчет искусственного освещения для помещения операторной УПНГ:

- размеры помещения: $A = 7$ м; $B = 5$ м; $h_2 = 3,5$ м; $S = 35$ м²;
- высота рабочей поверхности над полом $h_1 = 1,2$ м;

- коэффициент отражения стен $\rho_{ст} = 50 \%$, при условии, что стены бетонные или побелены в серых помещениях;
- коэффициент отражения потолка $\rho_{п} = 70 \%$, при условии, что потолки свежепобелены;
- коэффициент запаса для помещения с малым выделением пыли $K_3 = 1,5$;
- коэффициент неравномерности освещения $Z = 1,1$;
- параметр светильника типа ОДР с рассеивающей решеткой $\lambda = 1,2$;

$$H = h_2 - h_1 = 3,5 - 1,2 = 2,3 \text{ м} \quad (4)$$

Расстояние между светильниками L определяется как:

$$L = H \cdot \lambda = 2,3 \cdot 1,2 = 2,7 \text{ м} \quad (5)$$

Оптимальное расстояние l от крайнего ряда светильников до стены рекомендуется принимать равным $L/3 = 0,9 \text{ м}$.

Число рядов светильников в помещении:

$$N_1 = \frac{7}{2,7} = 2,6$$

Число светильников в ряду:

$$N_2 = \frac{5}{2,7} = 1,85$$

$$N = N_1 \cdot N_2 = 6$$

Рассчитали индекс помещения i по формуле (6):

$$i = \frac{S}{H \cdot (A + B)} = \frac{35}{2,3 \cdot (7 + 5)} = 1,25 \quad (6)$$

Принимаем в результате значение $i = 1,25$. Исходя из значения индекса помещения определили коэффициент использования светового потока зависит как от цвета стен и потолка $\eta = 48 \%$ (рисунок 25). Требуемый световой поток каждого из светильников нашли по формуле (7):

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot Z \cdot K_3 \cdot 100\%}{N \cdot \eta} = \frac{300 \cdot 25 \cdot 1,1 \cdot 1,5 \cdot 100\%}{6 \cdot 48} = 4300 \text{ лм} \quad (7)$$

Тип светильника	ОД и ОДЛ			ОДР			ОДО			ОДОР			Л71Б03		
	ρ _н , %	30	50	70	30	50	70	30	50	70	30	50	70	30	50
ρ _с , %	10	30	50	10	30	50	10	30	50	10	30	50	10	30	50
i	Коэффициенты использования, %														
0,5	23	26	31	21	24	28	21	25	30	18	21	26	14	16	19
0,6	30	33	37	27	30	34	27	31	36	23	27	32	18	20	22
0,7	35	38	42	32	35	38	32	36	41	27	31	35	21	23	25
0,8	39	41	45	35	37	41	36	39	44	30	33	38	23	25	27
0,9	42	44	48	38	40	43	39	42	46	32	36	40	25	27	29
1,0	44	46	49	40	42	45	41	44	48	34	38	42	26	28	30
1,1	46	48	51	41	43	46	42	46	50	36	39	43	27	29	31
1,25	48	50	53	43	45	48	44	48	52	38	41	45	29	30	32
1,5	50	52	56	45	48	51	46	50	55	40	43	47	30	31	34
1,75	52	55	58	47	50	53	49	52	58	42	45	50	31	33	35
2,0	55	57	60	50	52	54	51	55	60	43	47	52	33	34	36
2,25	57	59	62	52	54	56	53	57	62	45	49	54	34	35	37
2,5	59	61	64	53	55	58	55	58	64	47	50	56	35	36	39
3,0	60	62	66	54	56	60	56	60	66	48	52	58	36	37	40
3,5	61	64	67	56	57	61	58	62	67	49	53	59	37	38	40
4,0	63	65	68	57	58	62	59	63	68	50	54	60	38	39	41
5,0	64	66	70	58	60	63	60	64	70	51	56	62	38	40	42

Рисунок 25 – Коэффициент использования светового потока

В помещении операторной располагается 6 светодиодных светильников «Астро Офис» мощностью – 38 Вт, комплектующихся 4-мя лампами, с общим световым потоком – 4400 лм, что соответствует необходимому значению, рассчитанному ранее. Высота и расположение светильников соответствуют нормативным значениям. На основании проделанных расчетов можно сделать вывод, что помещение операторной удовлетворяет нормам освещения для ведения технологического процесса и разработки проектного решения.

Повышенный уровень шума

В тех случаях, когда уровни шума превышают стандарты по охране здоровья, возникают серьезные проблемы для обслуживающего персонала. Основным путем борьбы с влиянием шума является применение современных ГПА с эффективной звукоизоляцией, модернизация существующих агрегатов с целью снижения шума.

Производственный шум при работе технологического оборудования на компрессорной станции иногда достигает 110 дБ и выше, а допустимый уровень шума 85 дБ. 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!

Необходимо применять противошумные наушники, которые снижают уровень шума до безопасных пределов. А зоны с уровнем шума, превышающие нормативные, должны быть обозначены предписывающими знаками безопасности.

Повышенный уровень локальной вибрации

Источниками вибраций являются машины и аппараты, в которых движутся неуравновешенные массы. Они характерны для механизмов с возвратно-поступательным движением (газопоршневые компрессоры, поршневые и плунжерные насосы). Вибрация возникает при соударении деталей в зубчатых зацеплениях, подшипниковых узлах, соединительных муфтах. Источником вибрации, является и движущийся транспорт.

Действие вибраций на человека определяется угнетением центральной нервной системы, вызывая чувство тревоги и страха. Происходят изменения как физиологического, так и функционального состояния организма человека. Это проявляется в повышении утомляемости, увеличении времени двигательной и зрительной реакции, нарушении вестибулярных реакций и координации движений. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц [20].

Коллективная виброзащита включает в себя простые и составные средства виброизоляции и виброгашения: установку вибрирующего оборудования на массивный фундамент, применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов. СИЗ считаются специальные платформы, сидения, перчатки, рукоятки и некоторые виды обуви, позволяющие минимизировать воздействие вибрации.

4.2.2 Опасные факторы

Движущиеся машины и неподвижные части механизмов

Опасными для организма человека являются движущиеся машины, неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов и механизмов производственного оборудования, повышенное

значение напряжения в электрической цепи, а также оборудование и трубопроводы, работающие под давлением.

Скорость движения автотранспорта, по строительной площадке и вблизи мест производства работ не должны превышать 10 км/час на прямых участках и 5 км/час на поворотах. В случае УПНГ –ограничение 5 км/час.

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование рабочего персонала. Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, в соответствии с правилами ОТ и ПБ и требованиями рабочих инструкций, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право, прошедшие соответствующее обучение и сдавшие экзамен.

Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

Конструкция сосудов должна обеспечивать надежность и безопасность эксплуатации в течение расчетного срока службы и предусматривать возможность проведения технического освидетельствования, очистки, промывки, полного опорожнения, продувки, ремонта, эксплуатационного контроля металла и соединений. Для каждого сосуда должен быть установлен и указан в паспорте расчетный срок службы с учетом условий эксплуатации, а также все рабочие параметры. При плановых осмотрах, работник должен проверять сплошность, герметичность СРД и связанной с ним арматуры и приборов КИПиА. СРД должны подвергаться наружному и внутреннему осмотру не реже 1 раза в 2 года. Гидравлическое испытание проводится не реже 1 раза в 8 лет [25].

Повышенное значение напряжения в электрической цепи

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 [26] 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 обеспечивается выполнением следующих мероприятий [24, 26]:

- соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей;
- изоляция токопроводимых частей;
- применение заземляющих устройств при сливо-наливных операциях;
- использование предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;
- использование средств защиты и приспособлений.

4.3 Экологическая безопасность

Подготовка газа к межпромысловой транспортировке не является безотходным процессом. Возможны выбросы как ПНГ, так и отработанного топливного газа на компрессорных установках, также учитываются потери за

счет малых и больших дыханий резервуаров. Экология подготовки попутного нефтяного газа включает в себя видимые проблемы загрязнения атмосферы, гидросферы и литосферы.

Таблица 21 – Характеристика загрязняющих веществ

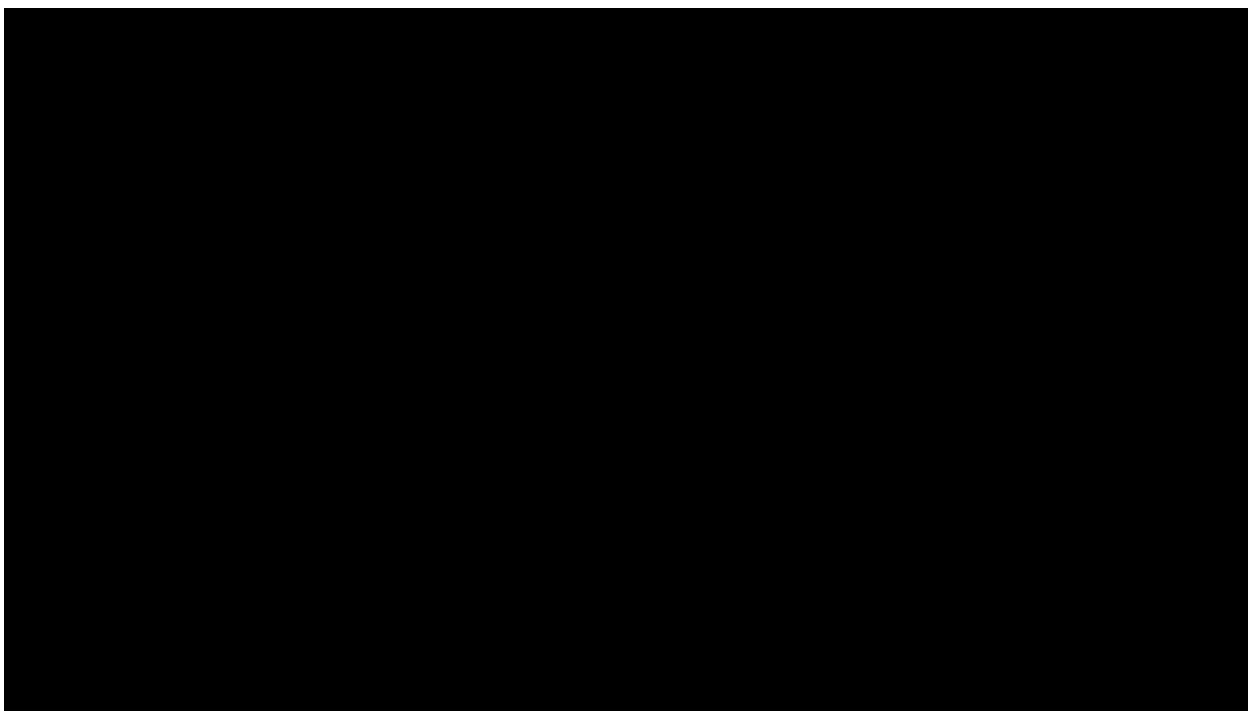
Загрязняющее вещество	Агрегатное состояние	Класс опасности	ПДКВ, %		ПДК, мг/м ³
			Низ	Верх	
ПНГ	Газ	4	4,4	17	300
Газоконденсат, ШФЛУ	Жидкость	4	0,6	8,0	300
Метанол	Жидкость	3	7,0	35,5	5

Защита атмосферы

Выбросы вредных веществ на компрессорных станциях (КС) можно разделить на следующие группы:

- выбросы (эмиссия) ПНГ и продуктов сепарации;
- большие и малые дыхания резервуаров;
- выбросы продуктов сгорания (выхлопных газов).

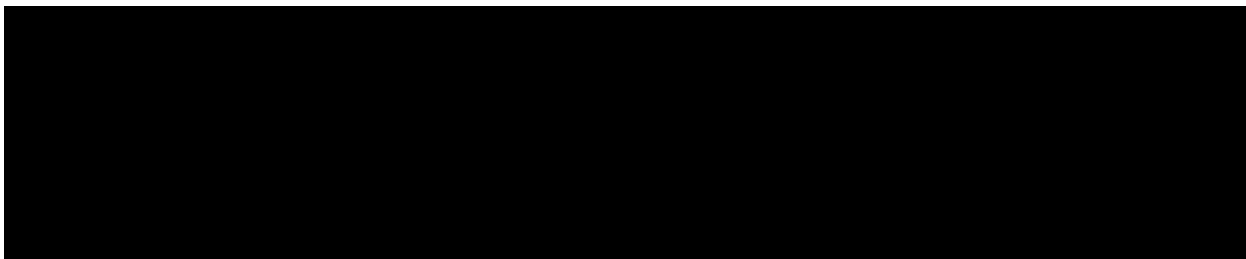
Основной причиной выбросов ПНГ является – останов ГПА, а также непрерывная выбросы продувочных свечей и негерметичность запорной арматуры. Основной инструмент борьбы – непрерывное сжигание факельного газа, при котором метан расщепляется на углекислый газ и водяные пары.



Защита гидросферы

Производственные и дождевые стоки на ГКС образуются при конденсации насыщенного водяного пара при пропарке оборудования, при разгерметизации дренажный трубопроводов, сточных трубопроводов. Резервуары и емкости располагаются в обвалованных площадках.

На площадке ГКС на предусмотрены системы хозяйственно-бытовой канализации, производственно-дождевой канализации. В производственно-дождевую канализацию на площадках ГКС отводится вода от промывок технологического оборудования и дождевые стоки. По системе самотечной канализации стоки поступают в емкости, откуда перекачиваются по напорной сети на площадку подготовки воды для использования в системе ППД.



Защита литосферы

Негативное воздействие на литосферу – засорение почвы производственными отходами, а также периодическая откачка сточных производственных вод с канализационной емкости в заболоченную зону.

В процессе эксплуатации УПНГ образуется порядка 10 видов отходов производства и потребления общим объемом порядка 45 т/год, в том числе: обтирочный материал, загрязненный маслами, мусор от бытовых помещений, отходы черных металлов с примесями, отходы потребления на производстве и др. Для изоляции и хранения отходов на месторождении функционирует полигон для твердых бытовых отходов, гарантирующий санитарно-эпидемиологическую безопасность работников.

При аварийном разливе:

- разлитый метанол с поверхностей удаляют сухими опилками, которые подлежат сжиганию в отдельно отведенном месте, а место разлива промывают струей воды;

- при разливе масла необходимо собрать его в отдельную тару, место разлива протереть сухой тряпкой;
- аварийные разливы ШФЛУ ликвидируют путем сбора конденсата, сбора загрязненной почвы с последующей рекультивацией территории.

Защита селитебной зоны

Предприятия по добыче нефти, газа и конденсата с высоким содержанием летучих углеводородов относятся к I классу санитарно-защитной зоны по норме санитарно-защитных зон.

Учитывая эпизодичность и кратковременность выбросов в атмосферный воздух от свеч продувочных, а также отдаленность объекта от селитебной зоны (в 40 км от г. Кедровый) – предприятие не представляет угрозы для окружающих.

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Аварии на ГКС могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций. Основными причинами возникновения аварий являются: коррозионные разрушения, перепады температур, неверное техническое обслуживание, отказ приборов контроля и сигнализации, факторы внешнего воздействия (молнии, ураганы и прочее). Наиболее вероятный ЧС – разгерметизация оборудования и трубопроводов, в следствии чего возможен взрыв и пожар.

Категории зданий, помещений по взрывопожарной и пожарной опасности согласно ФНП в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» приведены в таблице Г.24 (Приложение Г) [9].

Наиболее вероятная ЧС

При авариях в помещениях взрывоопасные концентрации газа возникают в первую очередь вблизи места утечки газа, а затем распространяются по всему помещению. На открытых площадках вблизи

места утечки образуется зона загазованности, распространяющаяся по территории объекта. Наибольшее влияние на величину зоны загазованности оказывает ветер.

Основными причинами и источниками возникновения загазованности, пожаров и взрывов на рабочем месте являются утечка продукта через фланцевые, резьбовые и сварные соединения, возможность возникновения заряда статического электричества. Сигналы об авариях на технологических установках и (или) их последствиях (пожар, загазованность) поступают машинисту ТК, который обязан действовать в этих случаях в соответствии с рабочей инструкцией и нормативными документами предприятия.

Для того чтобы предотвратить ЧС, связанных с возникновением взрывов или пожаров необходимо применять следующие меры безопасности:

- 2 раза за сутки проводится контроль загазованности воздушной среды переносным газоанализатором;
- оператором ГКС проводится контроль пожарных извещателей, датчиков огня, дыма и загазованности. Сигнализация оповестит;
- при проведении огневых и газоопасных работ, участки, подлежащие ремонту, стравливаются и дренируются, продуваются инертным газом.

Главная задача при возникновении пожара – его оперативная локализация. Небольшие загорания, а также пожары в начальной стадии могут быть успешно ликвидированы обслуживающим персоналом первичными средствами пожаротушения. Для локализации и ликвидации пожара используются стационарные автоматические средства пожаротушения. Проектом предусмотрено водяное, пенное и газовое пожаротушение.

При ЧС на открытом участке, машинист ТК обязан сообщить диспетчеру, непосредственному руководителю, пожарной охране. Отсечь аварийный участок, обесточить оборудование, сдренировать продукт, установить границы зоны загазованности и контролировать периметр на отсутствие посторонних. После полной ликвидации аварии, приступить к

уборке территории, после проверки уровня загазованности и концентрации кислорода в воздухе рабочей зоны.

Вывод по разделу

В данной главе ВКР магистра были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы Северо-Останинской УПНГ, оказывающие влияние на здоровье человека и окружающую среду, а также нормативные документы, регулирующие их воздействие на человека и природу. Производственные помещения УПНГ относятся к категории повышенной опасности по электробезопасности. Категория тяжести труда – «Па» – условия труда при работе в компрессорном цехе являются допустимыми. «I» класс санитарно-защитной зоны. По взрывопожарной и пожарной опасности имеются помещения категории от «А» до «Д».

Были описаны мероприятия по снижению уровня воздействия этих факторов на экологическую безопасность. Также были выявлены возможные виды аварийного состояния объекта и обозначены способы их устранения.

Заключение

Проведен анализ взаимодействия технологических машин и оборудования УПН и ГКС, рассмотрен технологический процесс подготовки попутного нефтяного газа. При подробном изучении эксплуатации и обслуживания объектов установки подготовки нефти и газа были сформулированы 3 гипотезы, о вероятных факторах, негативно влияющих на надежность и бесперебойность работы поршневых компрессоров газокompрессорной станции. Данные гипотезы были вынесены на разбор в выпускной квалификационной работе магистранта. Для их подтверждения или опровержения была изучена теоретическая база и научные исследования о создании цифровых двойников промышленных процессов. В моделирующей системе Aspen Hysys разработана динамическая модель процесса подготовки ПНГ – инструмент для проведения исследований по влиянию управляющих параметров на работу всех звеньев цепочки подготовки с возможностью отслеживания технологических показателей переходных процессов в режиме реального времени. Для повышения адекватности расчетов для каждого сепарационного аппарата модели была решена обратная задача по нахождению коэффициентов уноса на основе ранее собранных экспериментально-лабораторных данных.

Разработанный цифровой двойник поспособствовал в выявлении и подробном анализе «узких» и уязвимых мест процесса подготовки попутного нефтяного газа: экспериментально-расчетным путем были подтверждены гипотезы о значительном негативном влиянии газа выветривания с площадки емкостей ГКС на характеристики газа, поступающего к поршневым компрессорам: плотность газа при стандартных условиях на входе в КУ меняется с $1,059 \text{ кг/м}^3$ на $1,077 \text{ кг/м}^3$, содержание углеводородов C_{3+} увеличивается с 412 г/м^3 до 450 г/м^3 и это при небольшом расходе – $300 \text{ м}^3/\text{час}$.

Гипотеза о влиянии перемычки между линией скомпримированного газа и линией подачи газа от УПН, для обеспечения регулирования

производительности компрессорных установок посредством дросселирования с 8,5 МПа до 0,28 МПа и перепуска газа не подтвердилась.

Наиболее наглядное подтверждение в ходе моделирования и анализа переходных процессов нашла гипотеза о проблемах рационального использования низконапорного жирного попутного нефтяного газа крайней очереди сепарации с УУЛФ. В процентном соотношении ПНГ с установки улавливания легких фракций составляет 15 % от всего объема газа, поступающего к компрессорным установкам ГКС. Было выявлено, что вследствие достаточно высоких температур на всех стадиях подготовки низконапорного газа разделение фаз происходит неэффективно, из-за чего в общий поток ПНГ поступает слабо подготовленный газ с УУЛФ, оказывающий разрушительное воздействие на многие компоненты клапанной сборки цилиндров компрессора.

На цифровом двойнике был смоделирован сценарий возможной модернизации технологической схемы и параметров УУЛФ: изменена уставка регулирующего клапана по перепуску ПНГ ВД с ГС-1 к УУЛФ, в результате которого давление на входе в УУЛФ возросло до показателей 40 кПа. С повышением давления увеличивается разность плотностей между газом и жидкостью. Это, в свою очередь, увеличило скорость оседания капель жидкости и повысило эффективность сепарации во входном сепараторе УУЛФ – С₁. После прохождения газом 1 ступени сжатия было успешно опробовано подобие низкотемпературной сепарации, при котором газ на АВО охлаждается до 10 °С, вместо 40 °С. При понижении температуры, вязкость газа повышается, что приводит к повышению сопротивления и повышению эффективности разделения фаз соответственно. Повысилась эффективность сепарации на С₂, отбивается порядка 0,7 м³/час, что в 2 раза больше, чем при нынешнем технологическом режиме. Для соблюдения регламентных ограничений, а именно температурных уставок был смоделирован кожухотрубный теплообменник на выходе газа с С₃, для поддержания температуры газа на нагнетании УУЛФ выше 60 °С. Показатели

компонентного состава и плотности газа на выходе с УУЛФ после модернизации значительно превосходят те показатели, что наблюдались ранее (плотность при ст. условиях уменьшилась на 12 %, содержание тяжелых углеводородов C_3+ в составе уменьшилось на 18 %). Плотность газа на входе в КУ уменьшилась с 1,077 до 1,049 кг/м³, вследствие чего уменьшился и молекулярный вес, а также сократилась концентрация углеводородов, способных конденсироваться и разрушать пластины клапанов, опорные пружины, демпферные пластины, а также сам корпус клапана.

Применение цифровых динамических моделей позволяет выполнить анализ технологических схем, с учетом изменяющихся внешних и внутренних факторов процесса подготовки нефти и газа, сократить, а главное обезопасить поиск наиболее оптимального решения, проводя эксперименты исключительно на создаваемых моделях – цифровых двойниках.

Также в ВКР был произведен расчет ресурсной эффективности, оценка затрат на внедрение системы цифрового моделирования: капитальные затраты составили порядка 2,5 млн. руб. с последующими эксплуатационными затратами порядка 2 млн. руб. в год. Использование цифрового двойника промысла на постоянной основе позволит предсказывать отказ оборудования, увеличивая ресурсную эффективность и сокращая затраты на сожженный на факелах ПНГ.

Проведен анализ опасных и вредных производственных факторов, вопросов обеспечения безопасности при работе на установке подготовки нефти и газа. Выявлены возможные виды аварийного состояния объекта: загазованность территории, пожар – предусмотрены способы их устранения.

Список публикаций обучающегося

По теме выпускной квалификационной работы магистранта автором опубликованы статьи в журналах, рекомендованных в действующем перечне РИНЦ, подтвержденные дипломами различных степеней.

1. Калинин А.А. Формирование оптимальных параметров технологического режима подготовки попутного нефтяного газа в программном комплексе Aspen Hysys / А.А. Калинин // XII Международная научно-практическая конференция «Современные тенденции и инновации в науке и производстве», г. Междуреченск, 26 апреля 2023 г. – КузГТУ, 2023. – URL: https://kuzstu.su/dmdocuments/INPK/12INPK_Sbornic-2023/index.htm (дата обращения: 24.02.2023). – Текст: электронный.
2. Калинин А.А. Формирование оптимального технологического режима для процессов подготовки попутного нефтяного газа в программном комплексе Aspen Hysys / А.А. Калинин // VI Всероссийская национальная научная конференция молодых учёных «Молодёжь и наука: актуальные проблемы фундаментальных и прикладных исследований», г. Комсомольск-на-Амуре, 10-14 апреля 2023 г. – КНАГУ, 2023 (в публикации).

Список использованных источников

1. Манукян М. М. Анализ существующих технологий переработки попутного нефтяного газа в России / М.М. Манукян // Вестник Самарского университета. Экономика и управление. – 2022. Т. 13, №3. С. 22–28.
2. Бормотова Т.Н. Анализ и представление данных о модульных технологических системах сбора, подготовки и транспорта нефти / Т.Н. Бормотова, П.Ю. Сокольчик // Вестник ПНИПУ. Химическая технология и биотехнология. – 2015. №3. С. 7–20.
3. Николаев Е. В. Анализ современных методов прогнозирования процессов сепарации многокомпонентных углеводородных сред / Е. В. Николаев, С. Н. Харламов // Творчество юных - шаг в успешное будущее: Арктика и её освоение: материалы IX Всероссийской научной молодежной конференции с международным участием с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина, г. Томск, 10-14 октября 2016 г. – Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – С. 204-206.
4. Коньгин С.Б. Моделирование регулирующих клапанов в программном продукте «МиР ПиА» / С.Б. Коньгин // Вестник Самарского государственного технического университета. Технические науки. – 2018. Т. 26, №2. С. 166-170.
5. Коньгин, С.Б. Автоматизированная система поддержания качества подготовки нефти с идентифицируемой моделью / С.Б. Коньгин, Д.В. Коноваленко, Д.А. Крючков // Вестник Самарского государственного технического университета. Технические науки. – 2020. №4. С. 32–49.
6. Иваняков С.В. Применение программного продукта «МиР ПиА Процесс+» для компьютерного моделирования систем сепарации нефти / С.В. Иваняков, Д.А. Крючков // Вестник Самарского государственного технического университета. Технические науки. – 2018. №1. С. 168–172.
7. Арнольд К. Справочник по оборудованию для комплексной подготовки газа. Промысловая подготовка углеводородов: пер. с англ. / К. Арнольд, М. Стюард. – М.: ООО «Премиум Инженеринг», 2009. – 630 с.

8. Кузнецов О. А. Моделирование схемы переработки природного газа в Aspen HYSYS V8: практическое пособие / О.А. Кузнецов. – Москва; Берлин: Директ-Медиа, 2015. – 116 с. – URL: <https://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=344681> (дата обращения: 20.04.2023). – Текст: электронный.
9. Технологический регламент участка предварительной подготовки нефти и газа Северо-Останинского месторождения. Технологический процесс компримирования попутного нефтяного газа. – Томск, 2018. – 223 с.
10. ТК РФ. Статья 146. Оплата труда в особых условиях: дата введения 2001-12-21. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901807664> (дата обращения: 17.05.2023). – Текст: электронный.
11. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 19.12.2022, с изм. от 11.04.2023): дата введения 2001-12-21. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901807664> (дата обращения: 18.05.2023). – Текст: электронный.
12. Налоговый кодекс Российской Федерации от 31.07.1998 №146-ФЗ (ред. от 27.11.2018, с изм. от 29.05.2023): дата введения 1998-07-17. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901714421> (дата обращения: 18.05.2023). – Текст: электронный.
13. Приказ Министерства здравоохранения и социального развития РФ от 1 июня 2009 г. №290н (ред. от 27.01.2010) «Об утверждении Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты».
14. ГОСТ Р 12.4.296-2013 ССБТ. Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных). Общие технические требования. Методы испытаний: дата введения 2014-12-01. – URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/56103/> (дата обращения: 26.05.2023). – Текст: электронный.

15. ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация: дата введения 1990-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200000277> (дата обращения: 27.05.2023). – Текст: электронный.
16. Федеральный закон о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О специальной оценке условий труда» от 28.12.2013 №421-ФЗ.
17. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. дата введения 1996-10-01. – URL: http://www.tehbez.ru/docum/documshow_documid_333.html (дата обращения: 26.05.2023). – Текст: электронный.
18. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности: дата введения 2015-11-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения: 26.05.2023). – Текст: электронный
19. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны: дата введения 1989-01-01. – URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/1583/> (дата обращения: 26.05.2023). – Текст: электронный
20. ГОСТ 12.1.012-2004. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования: дата введения 2008-07-01. – URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/44030/> (дата обращения: 26.05.2023). – Текст: электронный
21. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*: дата введения 2017-05-08. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/456054197> (дата обращения: 29.05.2023). – Текст: электронный.

22. ГОСТ 12.1.030-81. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление: дата введения 1982-06-30. – URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/30435/> (дата обращения: 29.05.2023). – Текст: электронный.
23. ГОСТ 12.0.003-2015. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация: дата введения 2017-03-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071> (дата обращения: 22.04.2023). – Текст: электронный.
24. ГОСТ 12.2.003–91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности: дата введения 1992-01-01. – URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/574/> (дата обращения: 22.04.2023). – Текст: электронный.
25. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением»: (ФНП №536): утверждены постановлением Ростехнадзора России от 01.01.21.
26. ГОСТ 12.1.019-2017. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты: дата введения 2019-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200161238> (дата обращения: 26.05.2023). – Текст: электронный.
27. ГОСТ 12.2.016-81. Система стандартов безопасности труда (ССБТ) Оборудование компрессорное. Общие требования безопасности (с изменением от 01.01.2021): дата введения 1983-01-01. – URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/13662/> (дата обращения: 26.05.2023). – Текст: электронный.
28. ГОСТ Р 55609-2013. Отбор проб газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и широкой фракции легких углеводородов. Общие требования (переиздание от 01.06.2021): дата введения 2015-07-01. – URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/55624/> (дата обращения: 26.05.2023). – Текст: электронный.

29. ГОСТ 31370-2008 (ИСО 10715:1997). Газ природный. Руководство по отбору проб: дата введения 2010-01-01. – URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/48138/> (дата обращения: 26.05.2023). – Текст: электронный.
30. ГОСТ Р 50923-96. Дисплеи. Рабочее место оператора. Общие эргономические требования и требования к производственной среде. Методы измерения: дата введения 1997-07-01. – URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/5265/> (дата обращения: 28.05.2023). – Текст: электронный.
31. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования: дата введения 1982-01-01. – URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/30653/> (дата обращения: 28.05.2023). – Текст: электронный.
32. Aguirre A., Tran A., Lao L., Durand H. CFD Modeling of a Pilot-Scale Steam Methane Reforming Furnace // *Advances in Energy Systems Engineering*. – 2017. Vol. 13. – DOI: 10.1007/978-3-319-42803-1.
33. Emun F., Gadalla M., Boer D. Integrated gasification combined cycle (IGCC) process simulation and optimization // *Computers & Chemical Engineering*. – 2019. Vol. 73. – DOI:10.1016.
34. Samei M., Raisi A. Separation of nitrogen from methane by multi-stage membrane processes: Modeling, simulation, and cost estimation // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2021. Vol. 30. – DOI:10.1016.
35. Valverde J.L., Ferro V.R., Giroir-Fendler A. Automation in the simulation of processes with Aspen Hysys: An academic approach // *Computer Applications in Engineering Education*. – 2022. – Vol. 23. – DOI:10.1002/cae.22589.

Приложение А

Раздел 1.1

Digital modeling of production process

Literature review

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ16	Калинин Алексей Александрович		10.06.2023

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Зиякаев Григорий Ракитович	к.т.н., доцент		10.06.2023

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Швагрукова Екатерина Васильевна	к.ф.н., доцент		10.06.2023

Introduction

Oil and gas production is a complex process that involves numerous operations, from drilling and well completion to production and transportation. The process requires the use of advanced technologies that can improve efficiency, optimize resources, and minimize risk. One such technology that has gained significant attention in the oil and gas industry is digital modeling of the production process. In this paper, we will discuss the benefits of applying digital modeling to enhance the production process of oil and gas.

Digital modeling involves creating a virtual representation of the oil and gas production process using computer software. The model comprises a set of interconnected data points that simulate the behavior, performance, and impact of the various components involved in the process. The data points can be adjusted to test different scenarios, identify bottlenecks, and optimize resources.

One of the benefits of digital modeling is the ability to predict the performance of different equipment and processes before they are implemented in the actual production process. This reduces the risk of investing in costly equipment that may not meet the specific needs of the operation. For example, a digital model can be used to simulate the performance of a specific well completion design and estimate its expected production.

Digital models can also be used to optimize the production process by identifying bottlenecks and areas where resources can be better allocated. For example, a digital model of the production system can identify a choke point in the pipeline that restricts the flow of oil or gas. Once identified, engineers can design a solution or make adjustments to the system to reduce the bottleneck.

The development of the fuel and energy complex of the Russian Federation, including the oil and gas sector, gives impetus to the application of increasingly advanced tools and solutions provided to us by the new technological era of industry, the so-called "Digitalisation Industry 4.0". This is the term commonly used to describe the technologies of the fourth industrial revolution.

The use of intelligent computer systems, digital technology and, to some extent, artificial intelligence enables companies to optimize everything from business processes to the operation of production facilities on a large scale. To manage, control and optimize the performance of industrial facilities, the digital field system is now actively used: the introduction of digital twins, the analysis of mathematical models of the technological process of interaction between machines and equipment allows to optimize processes, increase reliability and uptime. This is particularly true for oil and gas production and treatment facilities, where correctly selected technological mode and equipment operation parameters come to the fore and play a key role in the efficiency of the entire enterprise.

A great deal of research is currently being carried out using smart computer systems, numerical algorithms and models to reduce the cost of operating and repairing field equipment, with acceptable optimization. As this issue is in acute demand in recent years, many patents and scientific articles have been registered on this topic, which disclose all the depth of conducted measures.

Case Study

In a study conducted by the US Department of Energy and Schlumberger, digital modeling was used to analyze the performance of oil and gas production in the Bakken Formation. The study involved using computer simulations to analyze the complex geology of the formation and identify potential areas for development.

Using the digital model, geologists were able to identify the most promising drilling locations and optimize the placement of horizontal wells. This led to an increase in oil production by up to 25%, while reducing completion costs by up to 15%.

An optimization-simulation strategy has been applied by coupling a commercial process simulator (Aspen HYSYS) with a programming tool (MATLAB) to produce a precise steady state simulation-based optimization of a whole green-field saturated gas plant as a real case study. The plant has more than 100-components and comprises interacting three-phase fractionation towers, pumps,

compressors and exchangers. The literature predominantly uses this coupling to optimize individual units at small scales, while paying more attention to optimizing discrete design decisions. However, bridging the gap to scalable continuous design variables is indispensable for industry. The strategy adopted is a merge between sensitivity analysis and constrained bounding of the variables along with stochastic optimization algorithms from MATLAB such as genetic algorithm (GA) and particle swarm optimization (PSO) techniques. The benefits and shortcomings of each optimization technique have been investigated in terms of defined inputs, performance, and finally the elapsed time for such highly complex case study. Although, both GA and PSO were satisfactory for the optimization, the GA provided greater confidence in optimization with wider ranges of constrained bounds. The implemented strategy precisely reached the best operating conditions, within the range covered, by minimizing the total annual cost, while maintaining, at least, 92% butane recovery as a process guarantee for the whole plant. The optimization of the operating conditions since they are susceptible to continuous changes in feedstock conditions (33).

Traditionally, surplus gases in refinery plants have been disposed of by flaring to the atmosphere. Currently, this type of disposal is becoming an inferior solution for reducing emissions to the atmosphere, while simultaneously conserving energy. Therefore, the pressing demand for processes that can safely and economically use these surplus gases is rapidly increasing. In this context, the “light ends” process is the only process in modern refinery plants that is designed to separate almost pure components from crude oil. Light end processing units have several stages of separation and fractionation that are used to separate light fractions from heavier fractions and purify contaminants, mainly sulfur, from lighter fractions. Usually, at least, two light end processing units, a saturated gas plant (SGP) and an unsaturated gas plant, exist in very large refinery plants. Both are open art technologies and have some similarities in the arrangement and sequence of the process. However, the main

differences between these units mostly relate to the location of each separation unit, type of feed and, subsequently, type of products.

This optimization is accentuated, because it contributes, in turn, to the determination of the number of pumps and compressors stages, electricity consumption, and types/amounts of heating and cooling sources that are used in any plant. Although the number of trays has the primary impact on the capital cost in terms of the total height of the tower, this number is also optimized based on energy consumption regarding the total duty.

The most important step in the optimization process is to select a tailored algorithm that fits the problem to be optimized. In general, optimization algorithms are classified into two broad categories: gradient-based algorithms and algorithms that employ derivative-free optimization. When using the gradient-based algorithms, the only way to obtain the derivative information from HYSYS is to make a disturbance for the design variables. The accuracy of the transferred data is of paramount importance for optimization.

Aspen HYSYS is a typical tool used in some Master's in Chemical Engineering courses at the University of Castilla-La Mancha like "Analysis and Optimization of Chemical Processes" and "Dynamic of Process: Regulation of Chemical Plants." Automation is the process of linking commercial software to third-parties applications built in EXCEL-Visual Basic for Applications. The capability of automation as a powerful tool for simulating unprecedented complex processes suggests that it could be a relevant background complement to the classical one offered by a university. In this sense, a seminar about automation is based on the study of two cases: a refrigeration process and a production taken from literature, which has been proposed at the University of Castilla-La Mancha. The analysis of the survey performed for the subject evaluation resulted to be very positive. Students consider the methodology of the course and the potentiality of automation for developing their research and professional skills appropriately.

However, more examples are required to understand better the automation concept and its potential application to other situations. Finally, they declare that the concept of automation requires a lot of expertise and deep knowledge of programming and the correct application of numerical methods for solving complex problems (35).

In the scientific article the authors Bormotova and Sokolchik consider extension of functionality of systems of computer-aided design of technological installations. For this purpose, practical examples of technological processes of oil treatment and list of apparatuses, machines and equipment are given, and mathematical information models describing individual solutions are constructed for all the equipment. The object-oriented approach of solutions description and approach based on the bases of science are applied for construction of models. Database of mathematical models integrated into CAD or used separately is defined, which allow simplifying the choice of technological units for making the final design (2).

Nikolaev and Kharlamov have presented in paper the features of changes in composition of multicomponent and multiphase mixture, physical properties of gas flow in separate modes of temperature and pressure changes, which are typical for operation of oil and gas preparation unit. It has been established that the calculation data of changes in the criteria used by the software developer AspenTech - HYSYS is successful for forecasting processes in real gases. It is noted that the calculated values of Prandtl, Schmidt and Lewis numbers for the one-component chemically homogeneous systems correlate quite well with the experimental information (3).

Gas and oil separation plants are the first main step in the production of hydrocarbon products. Depending on the properties of the recovered components from the well heads, and the physical properties in the underground rock reservoir, the plant design can vary in different ways. In mature oil and gas fields, secondary recovery methods are often used, which include the injection of large amounts of water into the underground reservoir, to induce the production flow of the wells.

The handling of this water is of significant interest, in terms of production efficiency and pollution reduction, because the water comes into contact with the environment during and after recovery operations. In this work, a model of an exemplary gas and oil separation plant was created in Aspen HYSYS V10. A particular focus was placed on the modeling of oil residues in the water-bearing plant components. This model was then extended by the implementation of different process control schemes, to create a predictive model that could represent dynamic operating states in the plant components. Two different dynamic changes were then simulated using this model, to showcase the capabilities and capacities of the model. A dynamic model of an exemplary gas and oil separation plant was created in Aspen HYSYS. The parameters of the system were measured under different dynamic conditions. A gravity settling model was used to determine the oil residuals in the water output in the first stage of separation. The oil residuals in subsequent stages were modeled by introducing a threshold for the droplet size of separation. The introduction of this threshold enabled a distinction between separated and non-separated droplet sizes and facilitated the analysis of separation efficiencies in the units under dynamic conditions. Due to the design of the plant components in this example unit, only the three-phase separators showed a significant oil content in the water outlet. The second separation stage, intended as a buffer tank for possible water inclusions in the oil product from the first separation stage, maintained a relatively stable output, as the control units in the previous stages acted quickly enough to prevent peaks in the water-in-oil discharge rate. This highlights the importance of suitable control systems and reactive units in gas and oil separation plants to reduce equipment costs and enhance production efficiency. The separation efficiencies and evaluation methods in this modeling approach can be adapted easily to represent values from a real-life plant, and to give feedback on the reaction of the system under dynamic conditions. By integrating this approach with robust validation strategies, predictions of the plant's dynamic behavior can be obtained, which can be used to identify potential optimization strategies for further process intensification (34).

In the scientific publication of Konygina the regulating valves in the model of the oil treatment unit, implemented in the domestic system "MiR PiA Process+", are considered. As an example, the creation of a plant fragment model consisting of a pipeline with a control valve is shown. Configuration of dynamic model calculation sequence is presented. Calculation results for two cases are presented: in the first case the system can operate in a normal mode and in the second case it cannot cope with the set flow rate (4, 5).

Analyzing the material presented in this review, it can be concluded that the Russian software "MiR PiA Process+" is a complete scientific and technical product that allows solving a variety of tasks in the field of mathematical modelling of technological processes. It should be noted again that all calculations were obtained using standard models of state and properties available in the software product "MiR PiA Process+" without using any "fitting" coefficients. An analysis of the accuracy of the simulation of pure chemical properties shows a good agreement of the calculation results with the reference data. Taking into account the fact that in the chemical database, experimental data are also compared, it can be concluded that the simulation of chemical properties is correct. When considering the results of modelling the fractional composition of oils and petroleum products, it can also be concluded that the software product "MiR PiA Process+" provides various calculations with distillations. Here, the overlap between simulation results obtained with different software products may be somewhat lower, as each of them uses its own implementation of correlation dependencies for pseudo-component parameters. The smallest overlap between all software products is observed in the very high temperature region, where each of them carries out its own extrapolation of the boiling curve, for which it is not possible to confirm its correctness. The analysis of two-component X-Y diagrams shows the correctness of phase equilibrium modeling by "MiR PiA Process+" software. Some discrepancies with the experimental data are observed in other products and are related to the mathematical models themselves. So, for example, classical Peng-Robinson equation uses only one

parameter of binary interaction, which is based on experimental data that does not always provide the possibility of accurate modeling in the whole range of thermodynamic conditions. Correctness of phase equilibrium calculations is also confirmed by results of comparative analysis of both two-phase and three-phase separator simulations, where there is excellent agreement both in terms of costs of produced phases and their chemical compositions. The capabilities and accuracy of simulation of a wide range of technological processes demonstrated in this review also show that the software product "MiP PiA Process+" can be used to solve many problems faced by process engineers.

There are many studies addressing in detail, the separation mechanisms, sizing, and design of the crude oil separation process using the horizontal 3-Phase Gravity Separators. Surprisingly, however, there are very few publications about their dynamics, modeling, and simulation. An understanding of its dynamic behavior will facilitate the design and tuning of the device that can be used to regulate the water level, oil level, and gas pressure against feed variations. This Scientific Paper presents a full mathematical analysis, modeling, and simulation using Mathworks Matlab R2016b-x64, modeling and simulation using Aspen Hysys V10 of a Crude Oil Separation Process using a horizontal 3-Phase Gravity Separator. Equations developed and called Bishoy's Equations will help to operate this device, find many parameters and see the effect of a parameter on others. The Assumptions are as follows: complete phase separation, the vapor phase behaves like an ideal gas, and liquids densities are constant. Also, in practice, separators are designed with internal baffles to promote laminar flow to increase the efficiency of the separator, but it has been assumed that there are no baffles here, which is a big problem, but with the aid of these equations, the horizontal three-phase gravity separator can be operated at its maximum efficiency. The following parameters were determined in the equations: The height of gas, height of the water, height of oil, the height of oil when jumping the weir, the pressure of the gas (in and out), the pressure of water (in and out), the pressure of oil (in and out), and the effect of increasing (control valve's stem

position) and decreasing (inlet volumetric flowrate) on these parameters has been studied. This paper can change the view on oil and gas extraction and processing and can help large oil and gas companies in Europe, Asia, and Africa.

Three-phase gravity separators are an essential component of the petroleum industry's manufacturing process. Because of immiscibility and density differences between the three, they are employed to separate hydrocarbon streams produced at the wellhead into their constituent phases: gas, oil, and water. They are available in both horizontal and vertical formats. As a result, the oil, water, natural gas, and sediment content of produced well fluids varies. The first stage in generating oil and gas is to utilize a separator to split the flow into its constituent components. Much research has been conducted to explore extensively the crude oil separation process's separation mechanisms, size, and design using horizontal 3-Phase Gravity Separators. Here are a few examples of such publications: Grodal et al., Optimal design of two- and three-phase separators: A mathematical programming formulation Monnery et al. specify successfully three-phase separators, Chemical Engineering Progress Al-Hatmi et al. dynamic modeling and simulation of a three phase gravity separator. As a result, this Research Paper is distinct and novel, and it may be compared with the work done by in that those authors did not solve the derived differential equations and did not use Aspen Hysys Modeling and Simulation (32).

The assumptions for this study were developed in the sections that follow. Four systems then describe the separator: the water sub-system, the left oil subsystem, the right oil sub-system, and the gas sub-system. As a result, the separator model was developed by first creating the relevant unsteady-state mass balance equation for each sub-system. Then, a comprehensive mathematical analysis was built for each sub-system to solve the challenging equations that had remained unsolvable for years by using the Matlab Scripts developed. The results were achieved by modelling and simulation using Matlab R2016b, and a discussion summary table was created for the results.

Finally, modeling and simulation with the use of Aspen Hysys V10 was performed, and the results were obtained, along with discussions that described the entire process. The Top 50 Oil & Gas companies in the World (2022 Ranking) were displayed. Following that, the Conclusions and Acknowledgment were written down. In addition, the references utilized were displayed.

Using Matlab, this article discovered that increasing the control valve stem position and decreasing the inflow volumetric flowrate of both oil and water was extremely dangerous and caused significant variations in system heights and pressures. The Aspen Hysys analysis optimally separates oil, gas, and water to determine material, energy streams properties, and compositions. As a result, this complex dynamic behaviour was observed, and no additional articles addressing this topic were found. This process monitoring will determine the best conditions for flawless separation, with the primary goal of selecting the desired product or products. This study can be applied to verify the theoretical investigations. This Scientific Paper shows many interactions, which are too difficult, hence, further studies and the next phase for this work must include control for such a process.

Availability and reliability of results of modelling systems, correctness and accuracy of integration of fundamental laws of thermodynamics and principles of calculation of material and heat balance, have been touched upon many times by domestic and foreign scientists and specialists in scientific publications.

Ivanyakov and Kryuchkov consider the problem of technological calculation of hydrocarbon separation systems at fields. It is suggested to use the domestic software product "MiR PiA Process+" for modelling oil, gas and condensate treatment unit. The accuracy of calculations made with software product "MiR PiA Process+" is compared with the accuracy of calculations made with software products Aspen Technologies HYSYS and Invensys Process Systems PRO/II. A good correspondence of obtained calculation results for two- and three-phase separators, superchargers, adjustable valves and other items with experimental data has been revealed. The conclusion is made about reasonability of using the domestic

product "Mir PiA Process+" for modeling the systems of feedstock preparation in oil-and-gas and petrochemical industry on the equal level with the widely recommended western analogues.

A crude oil distillation plant involves many integrated complex processes, this faces a big challenge to conduct an analysis of its operation. For this reason, simulation has become an important tool in the behaviour study of this kind of petrochemical plants. However, due to their strong interactions and complex dynamics, modeling and simulation of distillation processes turns into a difficult task. As it is well-mentioned in steady state, modeling and simulation in chemical process simulators environment is fairly standard today, and only little is known about the dynamic simulation in the open literature. Some steady state simulations of distillation units are encountered in the research field. In optimization of crude distillation unit of Kaduna Refinery and Petrochemical Company was carried out using Aspen HYSYS® simulator. Moreover, considering three different crudes, from Persian Gulf, of Indian origin and Arabian origin, in a model it is developed using measured plant parameters to predict various product properties. In considering two different crudes, Dubai-Basara and Dubai-Bomby, preflash, atmospheric, and vacuum distillation units are performed using an Aspen Plus simulator. Nevertheless, as it is mentioned in, since petrochemical plants do not operate in steady state, these models are of limited usefulness in studying routing operation. On the other hand, present a dynamic simulation in Aspen HYSYS® is used for the analysis of the operation of an atmospheric distillation unit of a crude oil refinery under a control structure. Furthermore, preflash and atmospheric columns of a real crude oil distillation plant are performed using ASPEN simulations in. Crude oil is a complex mixture of hydrocarbons that must be processed to make it usable. The process commonly used takes place in a distillation plant. Here, the input crude oil is fed to the preflash stage to evaporate its light components. Then, heating-up the crude oil by a furnace, in the atmospheric stage, distillate products such as naphtha, kerosene, diesel, atmospheric gas oil (AGO) and atmospheric

residue are obtained depending on boiled-off temperature. Temperature and pressure profiles are maintained by strippers and pumparounds. In the stabilizer stage, the naphtha is treated at higher pressure and its light ends are removed, thus, combustible gas, liquefied petroleum gas (LPG) and naphtha stabilized are obtained. Finally, in the vacuum stage the residue is conducted at lower pressure to obtain petroleum products: top, bottom, light liquid and heavy liquid gas oil (LVGO and HVGO). The present work concerns the application of Aspen HYSYS® environment to simulate an entire crude oil distillation plant in dynamic mode. Considering a mixture of three crude oils and based on a deep literature review, distillation units are carefully designed to generate a rigorous and accurate dynamic simulation. The steady state simulation results such as top pressure, weir length and column diameters are compared with theoretical values specified in the research field. Moreover, a suitable control structure is implemented to preserve operating conditions in dynamic regime, when unexpected input flow changes occur. Then, this work enables better understanding of the process behaviour at routing operation and serves as a scientific platform to develop advanced control strategies for future researches.

Patent search

«Method of Modeling and Optimizing the Operation of Gas Treatment Process Equipment», US Patent 10624589B2.

This patent describes a method for modeling and optimizing the operation of gas treatment process equipment, such as scrubbers, adsorption units, and membranes, to improve their efficiency and reduce costs.

The method includes the following steps:

- Collecting data on the properties of the gas stream to be treated, such as its composition, flow rate, pressure, and temperature.
- Developing a mathematical model of the gas treatment process equipment, using known principles of physics and chemistry. The model includes variables that represent the input parameters, operating conditions, and performance metrics of the equipment.

- Validating the model by comparing its predicted results with actual measurements from the equipment. This step ensures that the model accurately captures the behavior of the equipment under various conditions and can be used for optimization.
- Using the validated model to simulate the performance of the equipment under different scenarios, such as varying inlet conditions, operating parameters, and equipment configurations. The simulations generate data on the efficiency, capacity, and cost of the equipment for each scenario.
- Applying optimization algorithms to the simulation data to identify the most optimal operating conditions and configurations of the equipment. The optimization criteria may include maximizing efficiency, capacity, or profit, or minimizing cost, emissions, or waste generation.

This method can be used to optimize the design and operation of gas treatment process equipment for various industries, such as oil and gas, petrochemicals, environmental control, and energy production. The optimized equipment can improve the quality of gas streams, reduce environmental impacts, and enhance the economic viability of the processes.

"The Use of Computational Fluid Dynamics in the Design of Gas Processing Equipment", US Patent 10143206B2.

This patent is regarding the use of computational fluid dynamics (CFD) in the design of gas processing equipment. CFD is a tool that allows engineers to simulate and analyze the behaviour of fluids and gases within a system. The patent applies this technology specifically to the design of gas processing equipment, which is used to purify and treat gases for various industrial applications.

The patent claims that the use of CFD provides significant advantages in the design process, including:

- Improved efficiency: By simulating the behavior of fluids within a system, engineers can identify areas of inefficiency and optimize the design to improve overall performance.

- Reduced costs: CFD allows engineers to make changes to the design without the need for physical testing and prototyping, which can be both time-consuming and expensive.

- Enhanced safety: Simulating the behavior of fluids and gases within a system can help identify potential safety hazards and mitigate them through design changes.

The patent also describes specific applications of CFD in the design of gas processing equipment, including:

- Designing separator vessels: CFD can be used to optimize the design of separator vessels used in oil and gas production.

- Designing scrubbers: CFD can be used to improve the efficiency and effectiveness of scrubbers used to remove impurities from gases.

- Designing absorbers: CFD can be used to optimize the design of absorbers used to remove specific gases from a mixture.

Overall, the patent demonstrates the growing importance of CFD in the design and optimization of industrial equipment, particularly in the field of gas processing. By allowing engineers to simulate fluid behavior and optimize designs in a virtual environment, CFD can help reduce costs, improve efficiency, and enhance safety in numerous industrial applications.

«A Method for Integrating the Separation System of a Gas Treatment Unit»,
US Patent 10208575B2.

The present invention provides a method for integrating the separation system of a gas treatment unit. The method includes providing a gas treatment unit having a separation system with, at least, one separation stage. The gas treatment unit is configured to receive a gas stream containing a first component and a second component, and to separate the first component from the second component using the separation system.

The method further includes providing a feed stream containing the first component and the second component. The feed stream is introduced into the separation system at a location upstream of the at least one separation stage. The

feed stream is then subjected to a first separation operation using the separation system. The first separated stream is then subjected to a second separation operation using the separation system to obtain a first product stream containing the first component and a second product stream containing the second component.

The method also includes recirculating a portion of the second product stream back to the separation system at a location upstream of the at least one separation stage. The recirculated portion of the second product stream increases the concentration of the second component in the feed stream, which improves the separation performance of the separation system. Additionally, the method includes recovering the first product stream containing the first component.

By recirculating a portion of the second product stream back to the separation system, the method provides a more efficient and cost-effective process for separating the first component from the second component in the gas stream. The improved separation performance of the separation system leads to increased product yield and reduced operating costs.

«Method of Managing Tail Gas Stream in a Claus Process for Sulfur Recovery Units», US Patent 10577008B2.

The invention described in this patent is a method for managing the tail gas stream in a Claus process, which is used in sulfur recovery units. The Claus process is a well-known process for converting hydrogen sulfide gas into elemental sulfur in refineries and chemical plants.

The tail gas stream is a by-product of the Claus process, which contains hydrogen sulfide, sulfur dioxide, and other impurities. This stream needs to be treated to remove the impurities and recover any remaining sulfur before it can be released into the atmosphere.

The patented method involves dividing the tail gas stream into multiple sub-streams and subjecting each sub-stream to a different treatment process. This process includes catalytic conversion, thermal conversion, and solvent absorption.

By dividing the tail gas stream and subjecting each sub-stream to a different treatment process, the efficiency of sulfur recovery is increased, and the amount of emissions released into the atmosphere is reduced. The method is also cost-effective, as it allows the use of a variety of treatment processes that can be optimized to fit the specific needs of the sulfur recovery unit.

A patent filed by BP describes a digital modeling system for managing oil and gas production assets. The system uses computer simulations to predict the performance of equipment and identify optimal maintenance schedules. The system also allows engineers to simulate various scenarios and test the impact of changes to the production process. Digital modeling for asset management is the process of creating a digital representation of physical assets in order to monitor, manage and optimize their performance. In the oil and gas industry, this technology can be used to create virtual models of oil and gas fields, pipelines, and other infrastructure, which can then be analyzed to identify areas of inefficiency or potential problems.

BP, a multinational oil and gas company, has been at the forefront of developing and implementing digital modeling for asset management in its operations. In 2017, the company launched a new digital platform called “Plant Operations Advisor”, which uses real-time data and predictive analytics to optimize the performance of its oil and gas production facilities.

Conclusion

Digital modeling is a powerful tool that can enhance the efficiency, safety, and profitability of oil and gas production. By creating a virtual representation of the production process, engineers can identify bottlenecks, optimize resources, and reduce risk. The application of digital modeling has led to significant improvements in oil and gas production and will continue to play a vital role in the industry's progress.

Приложение Б

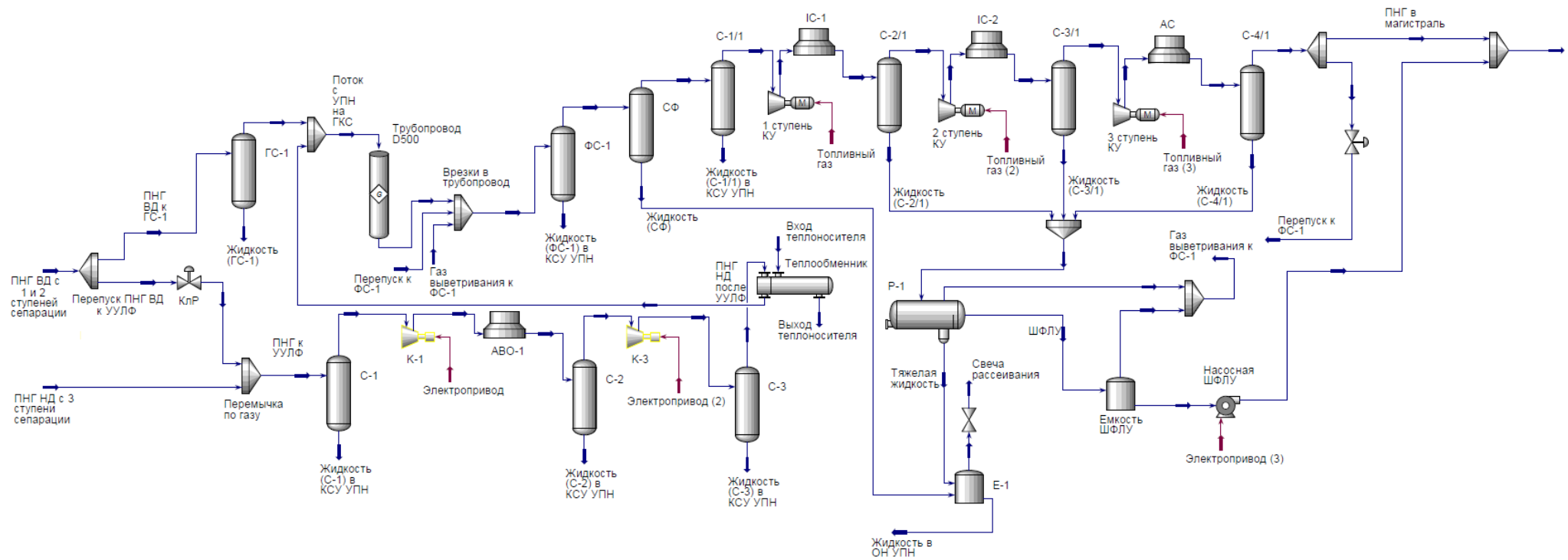


Рисунок Б.26 – Полноценная модель подготовки попутного нефтяного газа после модернизации

Приложение В

Таблица В.22 – Оценка эксплуатационных расходов по критериям

Критерии расходов	Единицы измерения	Стоимость за тонну	2023	2024	2025	2026
			Тыс. руб.	Тыс. руб.	Тыс. руб.	Тыс. руб.
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	руб./т	611,62	66,79	116,09	113,76	113,76
Общехозяйственные и общепроизводственные расходы	руб./т	107,90	11,78	20,48	20,07	20,07
Прочие затраты	руб./т	482,24	52,66	91,53	89,70	89,70

Таблица В.23 – Распределение эксплуатационных затрат в 2023 – 2026 гг.

Годы	Текущие затраты, тыс. руб.					Всего	Налоги, включаемые в себестоимость				Сумма эксплуатационных затрат
	В том числе						В том числе			Всего	
	Надбавка к зарплате и премии за владением ПО	Содержание и эксплуатация оборудования	Общепроизводственные расходы	Амортизация основных фондов	Прочие затраты		Налог на добычу полезных ископаемых	Страховые взносы (ПФР, ФСС, ФМС) с 2020 г. – 34%	Прочие, в том числе налог на имущество		
2023	560,00	66,79	11,78	108,68	52,66	799,91	917,65	190,40	47,07	1 155,13	1 955,04
2024	960,00	116,09	20,48	102,68	91,53	1 290,77	1 846,67	326,40	93,40	2 266,47	3 557,24
2025	960,00	113,76	20,07	97,53	89,70	1 281,06	2 104,24	326,40	97,69	2 528,33	3 809,39
2026	960,00	113,76	20,07	93,12	89,70	1 276,65	2 104,24	326,40	96,95	2 527,59	3 804,25
Итого	3 440,00	410,40	72,40	402,00	323,59	4 648,40	6 972,81	1 169,60	335,11	8 477,52	13 125,91

Приложение Г

Таблица Г.24 – Взрывопожарная и пожарная опасность, санитарная характеристика производственных зданий, помещений и наружных установок ГКС

Наименование производственных зданий, помещений	Категория взрывопожарной и пожарной опасности зданий и помещений	Классификация зон внутри и вне помещений для выбора и установки электрооборудования (ПУЭ)		Группа производственных процессов по санитарной характеристике (СП 44.13330.2011)
		Класс взрывоопасной или пожароопасной зоны	Категория и группа взрывоопасных смесей	
Установка компрессорная	А	В-1а	IIА-Т3	1б
Площадка фильтр-сепараторов	АН	В-1г	IIА-Т3	2г
Установка подготовки топливного газа	А	В-1а	IIА-Т1	1б
Площадка емкостей	АН	В-1г	IIА-Т3	2г
Насосная метанола	А	В-1а	IIА-Т2	1б
Узел замера газа	А	В-1а	IIА-Т3	1б
Резервуарный парк хранения метанола	АН	В-1г	IIА-Т2	2г
Насосная ШФЛУ	А	В-1а	IIА-Т3	1б
Станция воздушно-азотная	В	II-I	–	1б