

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Повышение эффективности технологии промышленной подготовки нефтяного газа

УДК 622.279.8-027.236

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Ожеред Федор Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	К.Х.Н., С.Н.С.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	Д.Т.Н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

№	Результаты обучения
1	2
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
<i>Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений</i>	
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

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

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Зятиков П.Н.

ЗАДАНИЕ

На выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Ожеред Федору Александровичу

Тема работы:

Повышение эффективности технологии промышленной подготовки нефтяного газа	
Утверждена приказом директора	01.03.2019 №1642/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, технический регламент установки подготовки газа, нормативные документы, проект разработки месторождения, фондовая и периодическая литература, монографии, учебники
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Введение 2. Технология подготовки газа методом низкотемпературной сепарации 3. Технологии подготовки нефтяного газа на

	прмысле 4. Постановка задачи исследования 5. Объект и методы исследования 6. Исследование влияния способов подготовки нефтяного газа на выход и качество продукции 7. Результаты и их обсуждение 8. Финансовый менеджмент 9. Социальная ответственность 10. Заключение
Перечень графического материала	1. Обзорная карта расположения месторождения 2. Геологический разрез 3. Характеристика месторождения 4. Цель работы, задачи 5. Технологическая схема низкотемпературной сепарации газа 6. Моделирующая схема действующей технологии подготовки газа методом низкотемпературной сепарации 7. Выводы
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Технология подготовки газа методом низкотемпературной сепарации	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.04.2018

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н., с.н.с.		15.04.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Ожеред Федор Александрович		15.04.2018

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

Инженерная школа природных ресурсов

Направление: 21.04.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования: Магистратура

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: весенний семестр 2018/2019 учебного года

Форма представления работы:

магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН

выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2019
--	------------

Дата текущего контроля	Название раздела / вид работы	Процент выполнения
20.01.2019	Введение	5
27.02.2019	Обзор литературы по теме: теоретические основы технологии низкотемпературной сепарации газа	10
4.03.2019	Аналитический обзор по теме: технологии подготовки нефтяного газа на промысле	10
5.03.2019	Постановка задачи исследования	5
7.03.2019	Характеристика объекта и метода исследования	5
14.03.2019	Технологическая часть: характеристика технологии, сырья, продукции действующей установки подготовки газа	5
23.04.2019	Исследование по модернизации технологии подготовки	20
	Анализ и обсуждение результатов	10
30.04.2019	Раздел «Финансовый менеджмент»	5
	Раздел «Социальная ответственность»	5
1.05.2019	Заключение	5
2.05.2019	Реферат	5
10.05.2019	Написание пояснительной записки	5
15.05.2019	Подготовка доклада и презентации	5
	Итого	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Л.В.	к.х.н., с.н.с.		1.09.2018

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков П.Н.	д.т.н.		1.09.2018

Реферат

Выпускная квалификационная работа 90 с., 27 рис., 20 табл., 25 источников, 4 прил.

Ключевые слова: месторождение, нефть, попутный нефтяной газ, сепарация, моделирование, товарный газ, конденсат, степень извлечения.

Объектом исследования является установка комплексной подготовки газа нефтегазоконденсатного месторождения *К*.

Цель работы – повышение эффективности технологии подготовки нефтяного газа на месторождении *К*.

В процессе исследования проведено: анализ степени извлечения компонентов газа, количества полученного нестабильного конденсата, расчет материальных балансов, моделирование технологических схем, существующей УКПГ и ГКС с помощью программного комплекса Unisim Design.

В результате исследования установлено, что технология подготовки нефтяного газа методом компримирования не обеспечивает глубокого извлечения конденсирующихся углеводородов. Поэтому необходимо подготавливать нефтяной газ по более эффективной технологии – по технологии низкотемпературной сепарации.

Технология низкотемпературной сепарации позволяет увеличить степень извлечения углеводородов C_{3+} в 2,7 раза.

Подготовка ПНГ отдельно без смешения с газом газоконденсатного месторождения, позволяет получить максимальный выход нестабильного конденсата и составляет X кг/ч.

Различия в абсолютных значениях степени извлечения пропана и других компонентов обусловлены не только разным термобарическим режимом низкотемпературного сепаратора на разных установках, но и разным составом газа, приходящего на узел охлаждения газа – на детандер и, как следствие, разным конденсатным фактором. Поэтому при подготовке методом НТС

смешанного потока газа – газоконденсатный газ и отбензиненный нефтяной – степень извлечения всех компонентов в конденсат повышается по сравнению с подготовкой в этих же условиях только газоконденсатного сырья. А по сравнению с подготовкой по технологии НТС отбензиненного нефтяного газа – степень извлечения компонентов понижается, кроме пропана, самого легкого из рассматриваемых, и гексана – самого тяжелого.

Ни в одной из рассмотренных технологий не достигается максимальная степень извлечения пропана из газа.

Таким образом, оптимальным вариантом является подготовка ПНГ отдельно без смешения с газом газоконденсатного месторождения, позволяющая получить максимальный выход нестабильного конденсата.

Обозначения и сокращения

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

УВ – углеводороды;

ПНГ – попутный нефтяной газ;

ГКС – газокompрессорная станция;

УКПГиК – установка комплексной подготовки газа и конденсата;

УПН – установка подготовки нефти

НТС – низкотемпературная сепарация;

АВО, ВХ – аппарат воздушного охлаждения;

ТДА – турбодетандерный агрегат;

ЗРА – запорно-регулирующая арматура;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;

УПГ – установка подготовки газа;

ГО – осушенный газ;

СК – стабильный газовый конденсат;

ПБТ, ПБФ – пропан-бутан технический;

ТТР – температура точки росы;

КФ – конденсатный фактор;

ЖУВ – жидкие углеводороды;

ПИРГ – пункт расхода газа;

ШФЛУ – широкая фракция углеводородов;

УСК – установка подготовки стабильного конденсата и пропана-бутана технического;

Оглавление

Введение	11
1 Технология подготовки газа методом низкотемпературной сепарации	12
2 Технологии подготовки нефтяного газа на промысле	20
2.1 Низкотемпературная сепарация газа	21
2.2 Низкотемпературная конденсация	23
2.3 Абсорбционный метод	23
2.4 Адсорбционный метод	25
3 Постановка задачи исследования	27
4 Объект и методы исследования	28
4.1 Геологическая характеристика месторождения.....	28
4.2 Физико-химические свойства флюида	31
4.3 Нефтеносность и литолого-петрофизическая характеристика пластов	33
4.4 Характеристика действующей установки подготовки газа.....	36
4.5 Моделирующая программа UniSim Design	39
5 Исследование влияния способов подготовки нефтяного газа на выход и качество продукции	43
5.1 Технология действующей установки подготовки нефтяного газа на месторождении K	43
5.2 Технологическое моделирование существующей технологической схемы подготовки газа в среде программы UniSim Design	45
5.3 Моделирование технологической схемы компримирования нефтяного газа.....	51
6 Обсуждение результатов.....	54
7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	61
7.1 Расчет капитальных вложений	62
7.2 Расчет дополнительных эксплуатационных издержек.....	63
7.3 Расчет экономических показателей	64
8 Социальная ответственность	70
8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	71

8.2 Производственная безопасность.....	75
8.2.1 Анализ вредных факторов.....	75
8.2.2 Анализ опасных факторов.....	80
8.3 Экологическая безопасность	81
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	84
Заключение	87
Список использованных источников оформлен неверно	88
Приложение А	91
Приложение Б.....	109
Приложение В	110
Приложение Г.....	111

Введение

Попутный нефтяной газ – ценный энергетический и химический ресурс. Поэтому для сохранения его потенциала важно качественно подготовить его в промышленных условиях в соответствии с выбранным направлением использования. При этом нужно обеспечить и высокие потребительские качества газа, и экономически оправданные затраты.

ПНГ, извлекаемый попутно с нефтью, представляет собой не только высококачественное топливо, но и ценное сырье, из которого может быть выработан большой ряд химических веществ. Существуют различные технологии и технологические установки по извлечению целевых компонентов из ПНГ, в том числе и нашедшие практическое применение. Типовые промышленные установки подготовки в основном производят продукты непосредственного первичного разделения – отбензиненный газ, ШФЛУ и стабильный конденсат.

Для выделения отдельных фракций углеводородов могут использоваться также такие физико-химические технологии, как ректификация, абсорбция, адсорбция.

Личный вклад заключается в сборе данных для моделирования, проведении всех экспериментов по моделированию вариантов технологических схем подготовки нефтяного газа и разработке форм представления результатов.

Научная новизна работы заключается в результатах анализа степени извлечения компонентов газа при его подготовке по разным технологиям и разным вариантам технологии низкотемпературной сепарации.

Практическая значимость в том, что методом технологического моделирования оценен выход целевых продуктов при индивидуальной и совместной подготовке газоконденсатного сырья месторождения *М* и нефтяного газа месторождения *К* по технологии низкотемпературной сепарации.

1 Технология подготовки газа методом низкотемпературной сепарации

Технология НТС состоит в охлаждении потока пластового флюида за счет дросселирования избыточного давления и механического разделения образовавшихся жидкой и газовой фаз. Основными параметрами, влияющими на эффективность процесса НТС, являются давление, температура, состав исходной смеси, степень равновесия системы при сепарации и КПД сепаратора. При анализе причин низкой эффективности промышленных установок обращалось внимание главным образом на низкую эффективность сепарационных аппаратов и нарушения температурного режима НТС [1].

По мере разработки месторождения на истощение следовало бы для поддержания заданного уровня добычи жидких углеводородов из всё более облегчающегося состава исходной смеси снижать температуру сепарации. На практике же из-за непрерывного снижения свободного перепада давления температура сепарации постоянно растет. Поэтому на снижение эффективности НТС в процессе эксплуатации объективно влияют одновременно два фактора – облегчение состава пластовой смеси и повышение температуры сепарации.

Сущность процесса НТС состоит в однократной конденсации углеводородов при понижении температуры газа до минус 10 – минус 30 °С и последующем разделении жидкой и газовой фаз.

Охлаждение газа осуществляется посредством его дросселирования, т.е. используется эффект Джоуля-Томсона. Процесс дросселирования – изоэнтальпийный и при термобарических условиях функционирования установок для газоконденсатных залежей северных месторождений приводит к значительному снижению температуры обрабатываемого газа: от 3 до 4,5°С на 1 МПа. Причем, значение дифференциального дроссель-эффекта зависит от состава газоконденсатной смеси и возрастает с понижением температуры газа до дросселя. Расширение газа в турбодетандере (изоэнтропийный процесс) позволяет более эффективно использовать перепад давления газа.

Метод НТС впервые был апробирован в 1950 году в США. В отечественной же практике метод в первый раз был реализован в 1959 году на промыслах Краснодарского края. В 1964 году в США уже началось промышленное использование турбодетандеров, а в СССР испытания отечественных опытно-промышленных образцов турбодетандеров проходили в 70-х годах на Шебелинском, Вуктыльском, Уренгойском и Ямбургском месторождениях.

Принципиальная схема технологии НТС состоит в следующем: сырой газ со скважин поступает на первую ступень сепарации во входной сепаратор 1, где от газа отделяется водная фаза и нестабильный углеводородный конденсат, выпавшие в стволах скважин и газосборных сетях (рисунок 1.1). Далее отсепарированный газ поступает в теплообменник 2 типа «газ-газ» для рекуперации холода сдросселированного газа, где охлаждается от 10 до 15°C и более. Охлажденный газ из теплообменника подают на расширительное устройство 3, после которого его температура вследствие эффекта Джоуля-Томсона понижается от -10 до -30°C. После дроссельного устройства 3 обрабатываемый газ вместе со сконденсировавшейся жидкой фазой поступает в низкотемпературный сепаратор 4, где от него отделяется жидкая фаза (водная и углеводородная), а очищенный от влаги и тяжелых углеводородов (C_{5+B+}) холодный газ проходит рекуперативный теплообменник 2 в противотоке с «сырым» газом и далее поступает в газопровод в качестве товарного продукта [1].

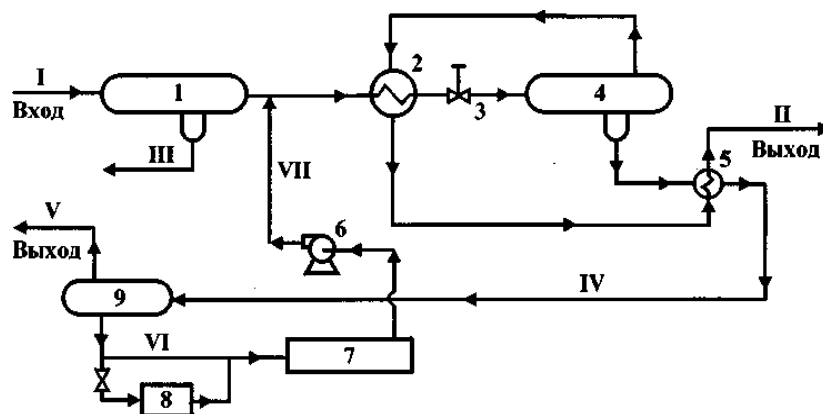


Рисунок 1.1 – Схема установки НТС продукции газоконденсатных скважин

1,4 — сепараторы; 2, 5 — теплообменники; 3 — штуцер (дроссель); 6 — насос;
 7 — установка регенерации гликоля; 8 — фильтр; 9 — трехфазный разделитель;
 I — сырой газ; II — сухой газ; III — конденсат газовый и вода; IV — конденсат
 газовый и насыщенный гликоль; V — конденсат газовый; VI — гликоль
 насыщенный; VII — гликоль регенерированный

Эффективность охлаждения газа посредством использования процесса изоэнтальпийного расширения газа с рекуперацией холода может достигать от 10 до 12°C на 1 МПа свободного перепада давления.

Расчеты показывают, что в теплообменнике, дросселе и низкотемпературном сепараторе термобарические параметры природного газа отвечают области стабильности газовых гидратов кубической структуры. Для предотвращения образования гидратов используются ингибиторы гидратообразования (первоначально на южных установках НТС применялись гликоли, однако в северных условиях более удобным ингибитором оказался метанол). Впрыск ингибитора гидратообразования предусматривается как перед теплообменником 2, так и перед дросселем, чтобы обеспечить безгидратный режим эксплуатации технологического оборудования.

Водная фаза (т.е. водный раствор ингибитора) и углеводородный конденсат, выделившиеся в сепараторе 4, поступают в разделитель 9, где углеводородный конденсат частично дегазируется. Далее конденсат направляют на установку его стабилизации (в простейшем случае это может быть виветриватель). Дебутанизированный конденсат поступает на отдельную газофракционирующую установку с целью получения дизтоплива, бензина

газоконденсатного, пропеллентов, хладагентов и других целевых продуктов. Стабилизация может проводиться или в промысловых условиях, или на ГПЗ. Газофракционирование конденсата проводят в заводских условиях. Газы дегазации низкого давления могут быть использованы на внутренние нужды. Отработанный водный раствор ингибитора гидратообразования (насыщенный гликоль или водный раствор метанола) направляется на установку регенерации.

Влияние факторов на степень извлечения компонентов газа

При уменьшении входного давления на установку и поддержании в низкотемпературном сепараторе давления на прежнем уровне температура сепарации начинает повышаться.

В то же время с термодинамической точки зрения принципиальное улучшение технологии НТС может быть осуществлено заменой неэффективного процесса охлаждения газа посредством изоэнтальпийного охлаждения (дросселирования) на термодинамически более совершенный процесс изоэнтروпийного расширения (точнее говоря, – на некоторый политропический процесс, достаточно близкий к изоэнтропийному) с использованием детандерной технологии расширения природного газа. На рисунке 1.2 для типичного состава газа газоконденсатных месторождений наглядно показана существенно большая эффективность охлаждения газа в изоэнтропийном процессе, поскольку в последнем случае природный газ при расширении совершает работу. Работа, совершаемая расширяющимся газом, может утилизироваться, например, для выработки электроэнергии (это особенно эффективно в начальный период эксплуатации газопромысла). Другой наиболее распространенный вариант – получаемая работа непосредственно используется для компримирования охлажденного газа после отделения сконденсировавшейся жидкой фазы в низкотемпературном сепараторе. В технологической схеме НТС дросселирующее устройство заменяется на турбодетандер, который располагается на одном валу с компрессором (используют термины: турбокомпрессорный или же детандер-компрессорный агрегат, последний термин более точен). Данное техническое решение представляется весьма

изящным. При этом оказывается возможным охлаждение газа в низкотемпературном сепараторе до -60°C и ниже. Кроме того, и давление в низкотемпературном сепараторе оказывается ниже, чем давление товарного газа на входе в газопровод, а это обстоятельство совместно с низкими температурами НТС как раз и обеспечивает высокую степень конденсации углеводородов $\text{C}_{3+\text{B}}$

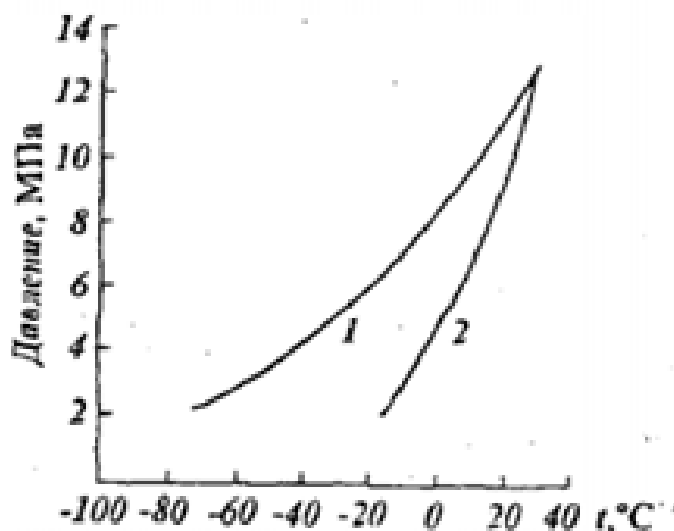


Рисунок 1.2 – График снижения температуры газа при изоэнтропийном (1) и изоэнтальпийном (2) расширении [2]

Далее рассмотрен вопрос о влиянии температуры сепарации на степень извлечения тяжелых углеводородов (выбран некоторый осредненный термобарический режим работы установки НТС, характерный для Ямбургского и Уренгойского ГКМ). При этом варьировались состав пластовых смесей и их конденсатный фактор. Результаты этих расчетов представлены на рисунках 1.3, 1.4, 1.5 и 1.6 [2].

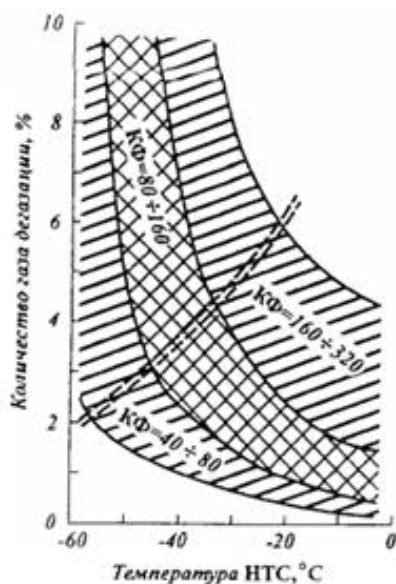


Рисунок 1.3 – Зависимость количества газа дегазации от температуры НТС

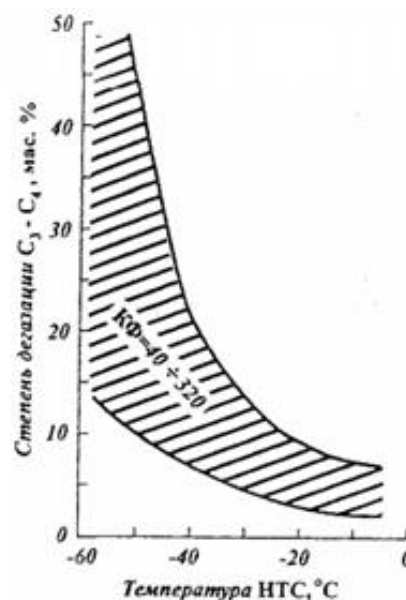


Рисунок 1.4 – Зависимость степени дегазации пропан-бутанов от температуры НТС

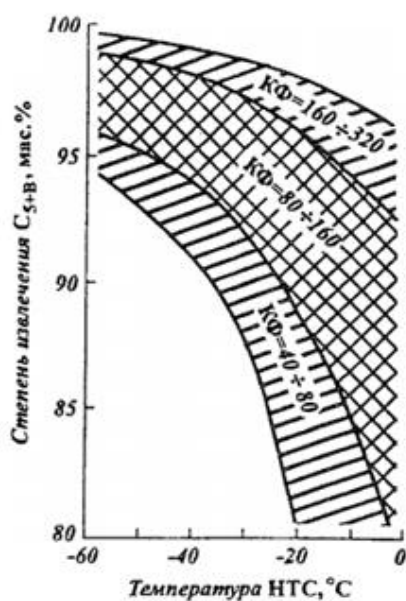


Рисунок 1.5 – Зависимость степени извлечения C_{5+V} от температуры НТС

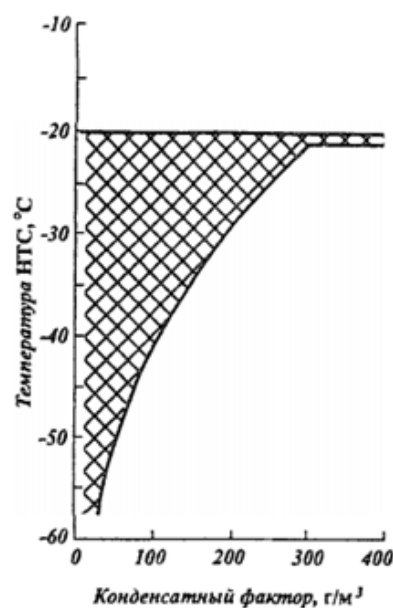


Рисунок 1.6 – Температурная область применения технологии НТС в зависимости от конденсатного фактора

Анализируя представленные в графической форме результаты, можно сделать следующие качественные выводы относительно эффективности работы НТС при гипотетическом варьировании температуры НТС от -10°C до -50°C . Понижение температуры сепарации ведет к росту количества газа конечной

дегазации из-за конденсации легких углеводородов (рисунок 1.3). Дегазация легких углеводородов в концевом дегазаторе при понижении температуры ниже -25°C также резко возрастает (рисунок 1.4). Таким образом, в зависимости от конденсатного фактора можно определить допустимую температуру в низкотемпературном сепараторе, ниже которой количество газа дегазации начинает резко возрастать до такой степени, что технология НТС в рассматриваемом варианте становится просто нерациональной.

Темп роста степени извлечения углеводородов $\text{C}_{5+\text{в}}$ при температуре сепарации ниже -40°C заметно снижается (рисунок 1.5), причем этот эффект особенно наглядно проявляется при конденсатном факторе более 150. В то же время степень извлечения пропан-бутанов с понижением температуры растет монотонно, но значение этой величины сильно зависит от конденсатного фактора.

Оставаясь в рамках стандартной технологии НТС, путем снижения температуры газа в низкотемпературном сепараторе принципиально невозможно добиться даже достаточно полного извлечения тяжелых углеводородов, не говоря уже об извлечении пропан-бутановой фракции. Ориентировочная граница оптимальных температур НТС в зависимости от конденсатного фактора показана на рисунке 1.3 двойной пунктирной линией. Например, при конденсатном факторе выше 180 г/м^3 не имеет практического смысла технологическая схема с температурой сепарации ниже от (-20) до $(-25)^{\circ}\text{C}$ (если целевым продуктом помимо газа сепарации являются только жидкие углеводороды). Область эффективной применимости стандартной технологии НТС с эжектором наглядно представлена на рисунке 1.6 (заштрихованная область.)

Таким образом, из приведенного выше анализа модельной технологической схемы НТС можно сделать вывод о том, что для глубокого извлечения углеводородов $\text{C}_{3+\text{в}}$ из конденсатосодержащего газа необходимо значительно снизить как давление, так и температуру в низкотемпературных

ступенях газоразделения, включив дополнительно в технологические схемы процессы абсорбции и ректификации [2].

Состав сырьевого газа обуславливает степень извлечения жидких углеводородов: чем тяжелее состав исходной смеси, а значит, и больше средняя молекулярная масса газа, тем выше степень извлечения компонентов C_{5+} . Однако, при отбензинивании газа с молекулярной массой около 22 и соответствующей средней молекулярной температурой кипения около минус $133^{\circ}C$, утяжеление состава исходной смеси практически не оказывает влияние на степень извлечения компонентов C_{5+} . С целью повышения степени извлечения жидких компонентов из тощих исходных смесей иногда применяется метод сорбции в потоке. При этом перед входным сепаратором в поток исходной смеси осуществляется впрыск стабильного конденсата или других углеводородных жидкостей. По данным Колокольцева [3] утяжеление исходной смеси закономерно приводит к повышению степени извлечения компонентов C_{5+} .

2 Технологии подготовки нефтяного газа на промысле

Основной критерий выбора способа промысловой подготовки газа к транспорту по магистральным газопроводам – температура точки росы газа по воде и углеводородам, исключая их конденсацию и выпадение в газопроводах.

Качественные показатели газов, которые подаются в магистральные газопроводы, определяются в соответствии с СТО Газпром 089-2010 и техническими условиями, которые разработаны на их основе [4].

В соответствии с данным документом, ТТР по воде для холодного макроклиматического района равна минус 20°С в зимний период и минус 14 °С в летний при условии абсолютного давления равного 3,92 МПа. ТТР по углеводородам – минус 10°С в зимний период и минус 5°С в летний при условии абсолютного давления в диапазоне от 2,5 до 7,5 МПа [5].

Транспортировка газа по газопроводу сопровождается изменением его давления и температуры, в связи с этим возникает риск образования в системе жидкой фазы. Чтобы предотвратить ее образования, необходимо отделить газ фракции C_{3+} .

Для извлечения C_{3+} могут применяться различные технологии в зависимости от требований к глубине переработки газа:

- низкотемпературная сепарация;
- низкотемпературная конденсация;
- абсорбция и адсорбция.

Для подготовки газа с большим содержанием азота и для извлечения гелия используются криогенные процессы. К тому же, мембранные технологии разделения газов в последние годы активно развиваются [25].

При выборе технологии обработки газа определяющими факторами в первую очередь являются состав сырья, требуемая глубина осушки, степень извлечения целевых компонентов и при этом в каждом конкретном случае проводятся всесторонние технико-экономические проработки [6].

2.1 Низкотемпературная сепарация газа

Технология низкотемпературной сепарации достаточно хорошо изучена, применяется на практике и, что немаловажно, является экономически обоснованной [8,9]. Основным критерий, который определяет режим работы промысловых установок НТС – это обеспечение надежности транспортировки газа с помощью глубокого извлечения конденсата [4].

Низкотемпературная сепарация – это процесс извлечения жидких углеводородов из газов посредством однократной конденсации при пониженных температурах с газогидромеханическим разделением равновесных газовой и жидкой фаз [7].

Температуру можно понизить путем изоэнтальпийного или изоэнтропийного расширения газа. Изоэнтальпийное расширение газа выполняется с применением дроссельных устройств (эффект Джоуля-Томсона) (рисунок 2.1), а изоэнтропийное – с использованием турбодетандеров (рисунок 2.2).

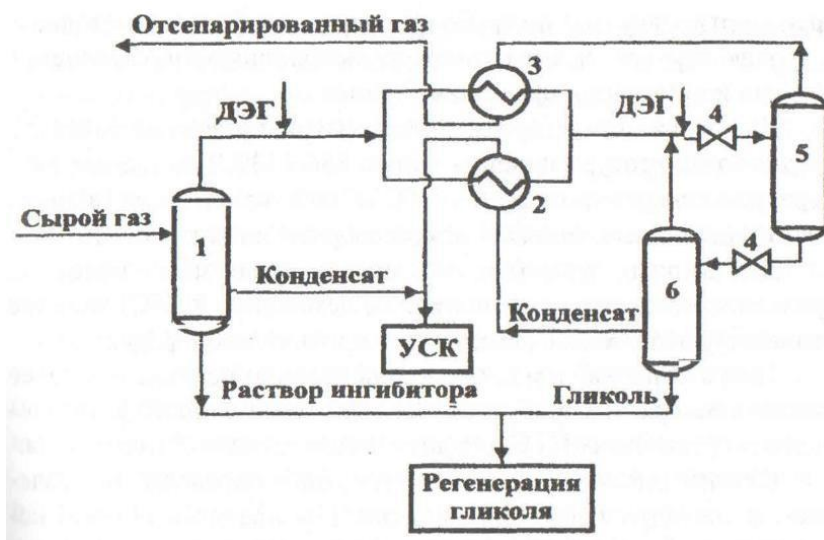


Рисунок 2.1– Принципиальная схема установки НТС с дросселем:

1, 5, 6 – сепараторы; 2, 3 – рекуперативные теплообменники; 4 – дроссель.

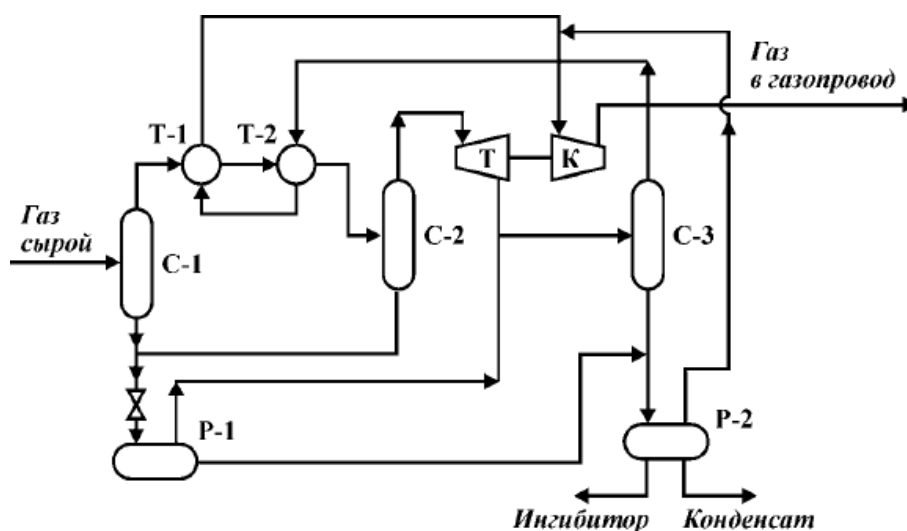


Рисунок 2.2 – Схема установки НТС с турбодетандером [2]:

С-1, С-2, С-3 – сепараторы; Т-1, Т-2 – теплообменники; Т – турбодетандер; К – компрессор; Р-1, Р-2 – разделители жидкости.

Степень извлечения углеводородов в процессах НТС зависит от таких факторов, как уровень температуры, который достигается в процессе расширения сырьевого газа и эффективность расширительного устройства. Так расширение газа с перепадом давления с 11 до 3,5 МПа (изб.) на дроссельном клапане вызывает понижение температуры в сепараторе, что в свою очередь дает извлечение углеводородов C_{3+} не более 70 %. Применение детандера при таком же перепаде давлений дает возможность снизить температуру в низкотемпературном сепараторе и увеличить степень извлечения до 82 %.

НТС, которая основана на дросселировании газа, может применяться в течение ограниченного периода разработки месторождения. К тому же, эффект НТС уменьшается по мере снижения содержания углеводородов C_{6+} в газе. Для увеличения срока эффективного применения установки НТС во время снижения давления газа на устьях скважин используются внешние источники холода, а также дожимные компрессорные станции.

На сегодняшний день отечественные турбодетандеры на магнитной подвеске (с использованием электромагнитных подшипников) находятся в стадии испытаний. Основываясь на зарубежном опыте, можно говорить о том, что данное техническое решение значительно увеличивает эксплуатационную надежность детандеров и продлевает срок их службы [12].

Эффективность технологии НТС с ТДА зависит от надежности и эффективности работы турбохолодильного, теплообменного и сепарационного оборудования, в связи с этим на начальной стадии освоения новых технологий, оборудования и машин высока роль научной организации, осуществляющей технологическое сопровождение эксплуатации.

2.2 Низкотемпературная конденсация

Процесс низкотемпературной конденсации (НТК) газа можно охарактеризовать как процесс изобарного охлаждения (при условии пренебрежения некоторой потерей давления при прохождении газа по трубопроводам и аппаратам технологической схемы) до температур, при которых при данном давлении возникает жидкая фаза.

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

Технологические схемы переработки газа по способу НТК можно систематизировать по следующим факторам: число основных ступеней сепарации, виды источников холода, виды выпускаемого целевого продукта.

По виду источников холода схемы НТК бывают следующие: схемы с внешним холодильным циклом, с внутренним холодильным циклом и с комбинированным холодильным циклом, источниками холода в которых служат и внешний, и внутренний холодильные циклы.

2.3 Абсорбционный метод

Абсорбция основана на способности абсорбентов поглощать из природного газа преимущественно тяжелые углеводороды и отдавать их при

нагревании. Поглотителем при этом служит соляровое масло, керосин, лигроин и более тяжелые фракции добываемого конденсата, а также диэтиленгликоль и триэтиленгликоль.

В первой поглотительной колонне газ, который движется вверх, орошается стекающим по тарелкам абсорбентом, отдает ему тяжелые углеводороды и направляется по назначению. Насыщенный абсорбент поступает через теплообменник в десорбер, где из него при этом выпариваются тяжелые углеводороды.

Восстановленный абсорбент, который отдал тепло в теплообменниках и холодильниках, с помощью насоса возвращается в поглотительную колонну. Пары тяжелых углеводородов улавливаются в верхней части десорбера, конденсируются и направляются на дальнейшую переработку. Полностью автоматизированные абсорбционные установки дают возможность достаточно полного извлечения конденсата из природного газа [4].

Для абсорбционной осушки на сегодняшний день применяются в основном диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ). Установки абсорбционной осушки газа наиболее просты. Но, тем не менее, этот способ не обеспечивает «сухого» режима эксплуатации газопроводов. Это объясняется следующим: при осушке газ насыщается парами гликоля при более высоких температурах, чем та температура, до которой он охлаждается при транспортировке. В связи с этим даже при полном отсутствии уноса гликоля с осушенным газом в капельном виде в газопроводе произойдет конденсация паров гликоля. Количество образовавшейся жидкой фазы будет больше, чем сконденсировавшегося гликоля, что объясняется взаиморастворимостью компонентов системы и изменением ее равновесных условий [6].

Отрицательная температура окружающей среды в северных районах исключает возможность широкого использования метода абсорбционной осушки газа. Одна из главных причин – повышение вязкости абсорбента при низких температурах.

Гликолевая осушка обеспечивает умеренные показатели точки росы по воде (до минус 30°C). Наличие в составе газа тяжелых углеводородов C₆₊ ограничивает возможность применения данной технологии из-за невозможности обеспечения требуемой ТТР по углеводородам. Данное обстоятельство является также и серьезным недостатком технологии гликолевой осушки газа.

2.4 Адсорбционный метод

Основой адсорбция является избирательное свойство твердых пористых веществ (адсорбентов) поглощать жидкую фазу. С помощью адсорбционных установок, кроме осушки газа улавливают конденсат углеводородов. В качестве адсорбентов применяют активированный уголь, цеолиты (молекулярные сита), боксит, силикагель, алюмогель. Эти адсорбенты изготавливаются в виде шариков и гранул для уменьшения гидравлического сопротивления в слое, через который пропускается газ.

Адсорбционные методы предоставляют возможность глубокого извлечения тяжелых углеводородов, но, при этом имеют более высокую стоимость в связи с тем, что требуется периодическая замена адсорбента.

Одновременные адсорбционная осушка и отбензинивание – это наиболее оптимальные способы подготовки газа высокого давления с экономической точки зрения (когда требуется низкая температура точки росы). Данный способ обеспечивает высококачественную подготовку газа к транспорту на большие расстояния при приемлемых затратах, исключает подачу в газопровод неосушенного газа, что является вероятным при гликолевой осушке. В отличие от установок НТС, эффективность работы которых снижается по мере уменьшения конденсатного фактора сырого газа, адсорбционные установки эффективны для осушки и отбензинивания природного газа с содержанием углеводородов C₆₊ от 0,5 до 7,5 г/м³. При этом адсорбционная технология осушки – это безотходный экологически чистый процесс, который исключает загрязнение окружающей среды. В нем отсутствует эмиссия ароматических

углеводородов в атмосферу при регенерации осушителя, а также попадание их в газопровод вместе с осушителем, что является характерным при процессе гликолевой осушки газа [4].

Существует мнение, что адсорбционный процесс подготовки газа к переработке – металлоемкий и дорогостоящий по сравнению с абсорбционным, широко применяющимся на промыслах. Но более высокая степень извлечения влаги из газа и отсутствие паров абсорбентов в осушенном газе, которые могут конденсироваться в трубопроводах обвязки и аппаратах в процессе охлаждения газа (не говоря уже об уносе), делают данный процесс надежным, стимулируют его совершенствование и широкое применение при заводской переработке газов.

Целесообразность использования того или иного адсорбента для осушки и очистки природного газа зависит от многих условий и определяется такими факторами, как производительность установки, состав газа, концентрация углеводородов C_{6+} , сернистых соединений и других примесей, требования потребителя к очищенному газу.

Кроме того, процесс адсорбционной осушки и очистки менее чувствителен к вероятным сезонным скачкам потребления газа и к изменению параметров сырьевого газа, таким как температура и давление по сравнению с другими технологиями подготовки газа.

3 Постановка задачи исследования

Для сохранения потенциала попутного нефтяного газа важно качественно подготовить его в промышленных условиях в соответствии с выбранным направлением использования. При этом нужно обеспечить и высокие потребительские качества газа, и экономически оправданные затраты. Для оценки эффективности технологий НТС и компримирования целесообразно использовать возможности моделирующего комплекса Unisim Design, предназначенного для исследования процессов подготовки нефтяного и газового сырья.

Цель работы

Повышение эффективности технологии подготовки нефтяного газа на месторождении *K*.

Задачи работы

1. Анализ технологий подготовки нефтяного газа.
2. Моделирование вариантов технологических схем подготовки нефтяного газа месторождения *K* в среде программы UniSim Design.
3. Сравнительная оценка технологической и экономической эффективности подготовки нефтяного газа методом компримирования, методом низкотемпературной сепарации и совместно с газом газоконденсатного месторождения.

Защищаемые положения

1. Подготовка нефтяного газа по технологии низкотемпературной сепарации в комбинации с компримированием позволяет увеличить степень извлечения углеводородов C_{3+} в 2,7 раза.
2. Подготовка ПНГ отдельно без смешения с газом газоконденсатного месторождения, позволяет получить максимальный выход нестабильного конденсата – X кг/ч.

4 Объект и методы исследования

4.1 Геологическая характеристика месторождения

4.2 Физико-химические свойства флюида

4.3 Нефтеносность и литолого-петрофизическая характеристика пластов

4.4 Характеристика действующей установки подготовки газа

4.5 Моделирующая программа UniSim Design

UniSim Design – представляет собой интегрированную систему, позволяющую рассчитывать как стационарные, так и динамические режимы работы, причем для моделирования стационарного и динамического режимов работы используются одни и те же термодинамические модели [10].

Целый ряд существенных компонент, которые входят в программу UniSim Design, делают ее мощным инструментом моделирования стационарных режимов работы технологических схем.

Ключевым моментов программы является событийно ориентированный характер ее работы. Поскольку UniSim Design представляет собой объединенную среду, предназначенную для расчетов как стационарных, так и динамических режимов работы, «статика» и «динамика» будут последовательно рассматриваться при описании каждой операции, что позволит увидеть, каким образом распределяться информация, относящаяся к этим двум подходам. Программа содержит пять различных методов оптимизации, предназначенных для задач без ограничений и с ограничениями. Имеется специальный механизм возврата в исходную точку на случай, если алгоритм оптимизации «загоняет» схему в нереализуемую область. UniSim Design содержит набор вспомогательных программ (утилит), которые можно ставить в соответствие потокам или операциям. Эти программы взаимодействуют со схемными переменными и обеспечивают пользователя дополнительной информацией.

Важнейшим свойством программы UniSim Design является ее многосхемная архитектура. С ее помощью реализованы такие возможности

системы, как применение в одном расчете разных пакетов свойств, или использование заранее подготовленных шаблонов подсхем. Однако, самым важным следствием многосхемной архитектуры является возможность эффективно организовать «модульный» расчет очень больших схем. Разбивая большую схему на малые компоненты – подсхемы, расчетчик имеет возможность детально изучить каждый компонент, и в то же время сохранить целостность всей схемы. Отдельные подсхемы при этом участвуют в общем расчете как операции, т.е. они пересчитываются всякий раз при изменении информации в связанных с ними потоках. Интерфейс программы UniSim Design организован так, что он соответствует описанному выше подходу к моделированию процессов, являясь, по существу, его составной частью. Хорошо организованный интерфейс является важнейшей предпосылкой успешного моделирования (разумеется, при условии адекватности применяемых вычислительных методов).

Процессы подготовки газоконденсатного сырья по методу НТС сопровождаются фазовыми переходами при сепарации, компримировании, детандировании и т.д.

Наиболее часто для моделирования процессов обработки природного газа и нефти используются уравнения состояния Пенга-Робинсона.

Основным назначением технологии низкотемпературной сепарации является осушка природного газа перед подачей в магистральный газопровод. Процесс сепарации основан на явлении конденсации жидкости в токе сырья из газовой фазы в сепараторах с последующим разделением жидких и газовых потоков, и направлением на дальнейшую переработку. Процесс осаждения осуществляется в сепараторах в несколько ступеней.

Для эффективного проведения процесса сепарации необходимо изменение термобарических условий в последовательно установленных аппаратах – понижение температуры и давления.

Сконденсированная жидкость направляется в разделители жидкости. В аппаратах происходит разделение жидкости – водной и углеводородной, с

последующим разделением на потоки. Также происходит дополнительное осаждение жидкости из газовой фазы[6].

Для процесса сепарации необходимо определить значения констант фазового равновесия. Для этого используется уравнение состояния Пенга-Робинсона:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a\alpha}{V^2 - 2bV - b^2},$$

где P - давление смеси, МПа;
 R - универсальная газовая постоянная, Дж/(моль/К);
 T - температура, К;
 V - молярный объем, м³/кмоль;
 a , b , α - параметры, рассчитываются по формулам ниже;

$$a = 0,45724 \frac{R^2 T_c^2}{P_c},$$

$$b = 0,07780 \frac{RT_c}{P_c},$$

$$\alpha = \left[1 + (0,37464 + 1,54226\omega - 0,26992\omega^2) (1 - \sqrt{T_r}) \right]^2,$$

где T_r - относительная температура (T/T_c);
 P_c - относительное давление (P/P_c);
 T_c - критическая температура, К;
 P_c - критическое давление, МПа;
 ω - ацентрический фактор.

Зная компонентный состав смеси, а также их индивидуальные свойства, можно по уравнению определить фазовое поведение системы природных углеводородов.

Основным допущением при моделировании процесса сепарации является допущение о состоянии фазового равновесия. Это позволяет использовать для системы законы фазового равновесия [6].

Моделирование процесса сепарации углеводородного сырья

Парожидкостное равновесие определяет количественное распределение веществ в системе. Расчет производят через уравнения фазового равновесия:

$$x_i = \frac{\eta_i}{w \cdot (K_i - 1) + 1},$$

$$y_i = \frac{\eta_i \cdot K_i}{w \cdot (K_i - 1) + 1},$$

где x_i, y_i - мольные доли в жидкой и газовой фазах;
 η_i - доля компонента в исходной смеси;
 K_i - коэффициент фазового распределения i -го компонента;
 w - доля отгона газа.

Уравнение имеет решение при выполнении условия:

$$\sum_{i=1}^n x_i = \sum_{i=1}^n y_i = 1,$$

Расчет K_i для компонента рассчитывается следующим образом:

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

где P_i - парциальное давление i -го компонента;
 P - общее давление смеси.

Основная задача состоит в определении константы фазового равновесия.

5 Исследование влияния способов подготовки нефтяного газа на выход и качество продукции

5.1 Технология действующей установки подготовки нефтяного газа на месторождении К

5.2 Технологическое моделирование существующей технологической схемы подготовки газа в среде программы UniSim Design

Для моделирования технологической схемы необходимыми начальными данными являются компонентный состав и свойства потока – температура, давление и расход (рисунок 5.1).

X	X
---	---

Рисунок 5.1 – Исходные данные

Таблица 5.1 – Компонентный состав сырого скомпримированного газа, мольные доли

Метан	
Этан	
Пропан	
Изо-Бутан	
Бутан	
Изо-Пентан	
Пентан	
Гексан	
Азот	
Диоксид углерода	
Вода	

В среде моделирования НТС и УСК основными аппаратами являются – теплообменник, низкотемпературный сепаратор, турбодетандерный агрегат, смеситель, разделитель, дроссель, аппараты воздушного охлаждения, колонны деэтанзации и стабилизации.

Как было описано выше в п. 5.1 ПНГ проходит по трубному пространству двух теплообменников, где доохлаждается до требуемой температуры, параметры теплообменника Т-2 приведены на рисунках 5.2(а) и 5.2(б).

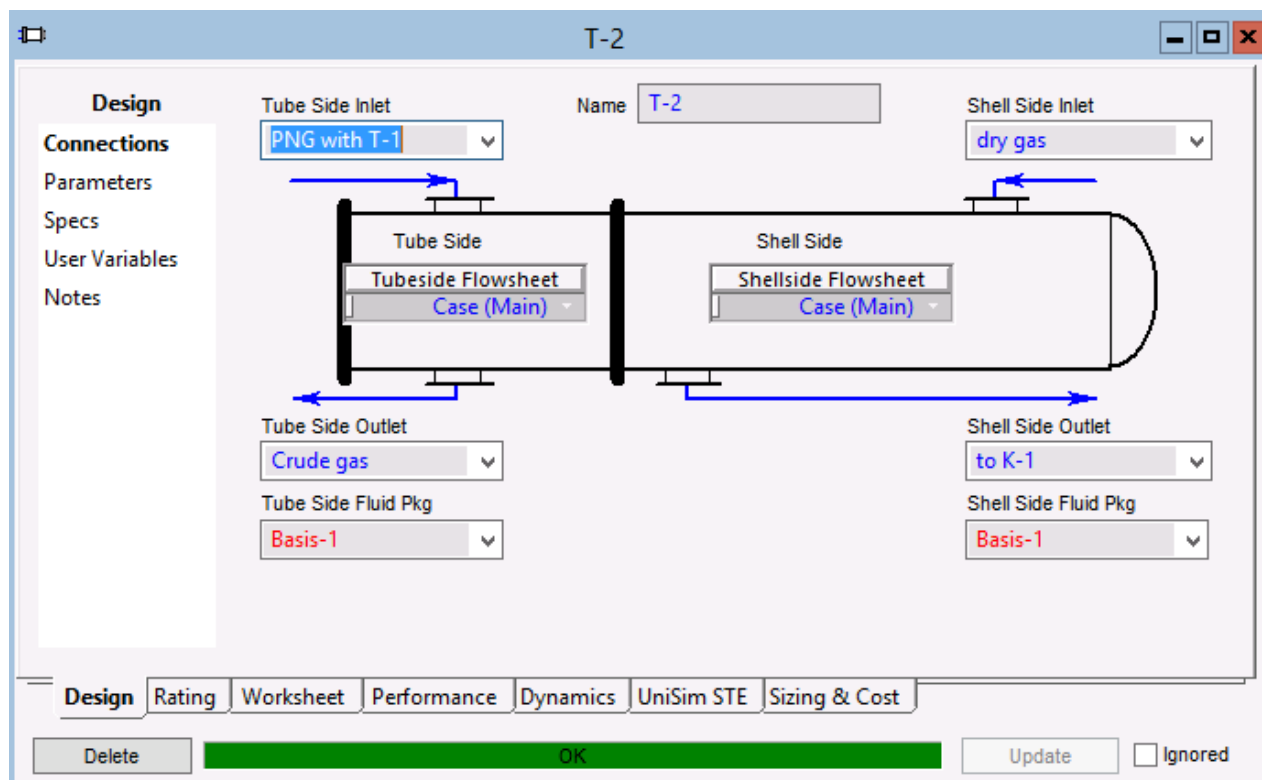


Рисунок 5.2(a) – Заданные параметры теплообменника

X

Рисунок 5.2(б) – Заданные параметры теплообменника

И затем охлаждённый поток направляется в сепаратор (рисунок 5.3).

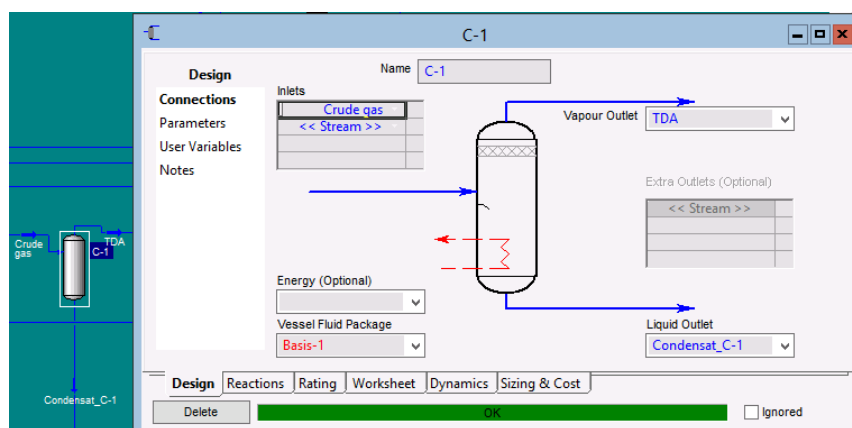


Рисунок 5.3 – Условия задания сепаратора

Для охлаждения газ из сепаратора поступает в турбодетандерный агрегат, где понижается давление и соответственно доохлаждается до температуры минус X градусов и далее поступает в низкотемпературный сепаратор C-2. Осушенный газ из низкотемпературного сепаратора C-2 через межтрубное

пространство теплообменника Т-2 поступает на импеллер компрессора (рисунок 5.4), компримируется и направляется в пункт расхода газа.

Х

Рисунок 5.4 – Турбодетандерный агрегат

Нестабильный газовый конденсат из сепараторов С-1 и С-2 дросселируются до одинакового давления (начальные давления перед дросселями у первого потока Х МПа, у второго Х МПа) и направляются в смеситель для дальнейшего их направления в межтрубное пространство первого теплообменника.

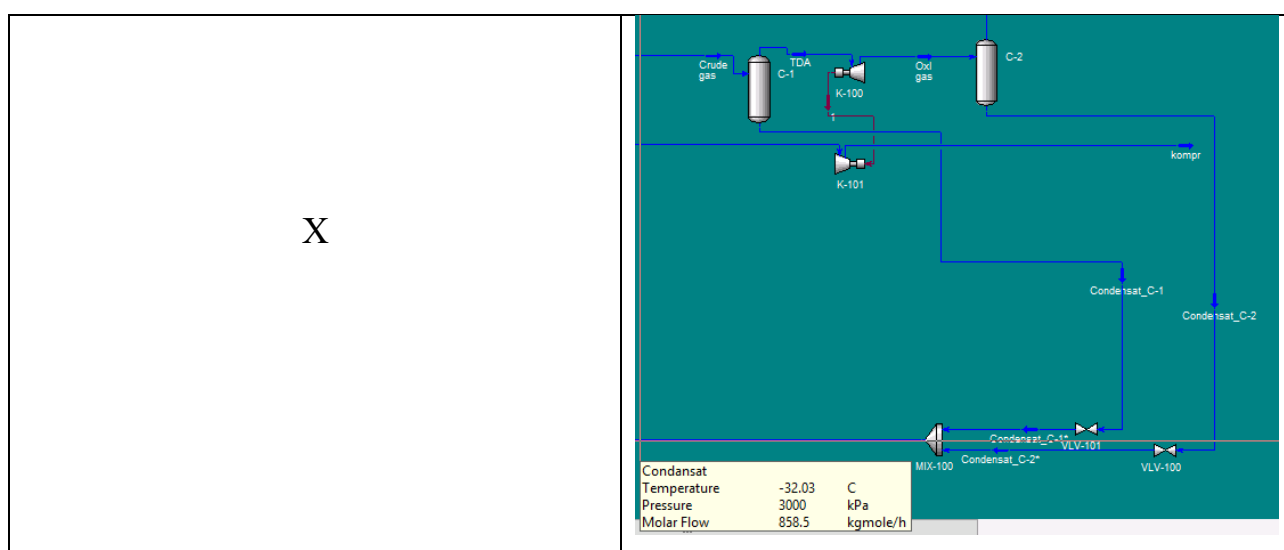


Рисунок 5.5 – Дросселирование и смешивание потоков нестабильного конденсата

Затем подогретый поток, пройдя межтрубное пространство первого теплообменника смешивается с газовым конденсатом от ГКС смешивается (рисунок 5.6) и направляется в выветриватель для дегазации.

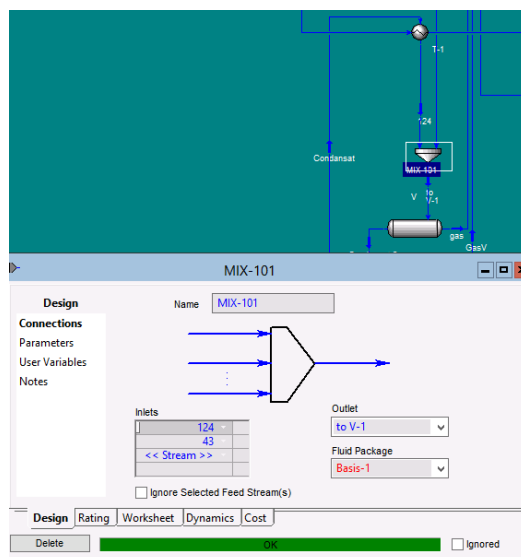


Рисунок 5.6 – Параметры смесителя

Нестабильный газовый конденсат направляется в разделитель (рисунок 5.7), где часть поступает на тринадцатую тарелку для орошения, а другая часть на питание колонны деэтанизации (рисунок 5.8).

X

Рисунок 5.7 – Параметры делителя

X

Рисунок 5.8 – Параметры колонны деэтанизации

Деэтанизованный газовый конденсат из «горячей» секции куба колонны К-1 охлаждается в межтрубном пространстве теплообменника Т-3, нагревая поток нестабильного газового конденсата на питание колонны К-1, и поступает в трубное пространство рекуперативного теплообменника Т-4 для нагрева стабильным газовым конденсатом. Далее поток деэтанизованного газового конденсата поступает в зону ввода сырья колонны стабилизации К-2. Выводимый из куба колонны К-2 стабильный газовый конденсат поступает в межтрубное пространство рекуперативного теплообменника Т-4, нагревая сырьевой поток деэтанизованного газового конденсата (питание колонны К-2).

X

Рисунок 5.9 – Заданная спецификация колонны К-2

Охлаждённый стабильный газовый конденсат из Т-4 доохлаждается в аппаратах воздушного охлаждения ВХ-2 и направляется в парк товарной нефти УПН для последующего транспорта в трубопровод внешнего транспорта.

Смоделированная схема приведена в приложении В.

Таблица 5.2 – Компонентный состав подготовленного газа, мольные доли

Метан	
Этан	
Пропан	
Изо-Бутан	
Бутан	
Изо-Пентан	
Пентан	
Гексан	
Азот	
Диоксид углерода	
Вода	

5.3 Моделирование технологической схемы компримирования нефтяного газа

В среде моделирования ГКС основными аппаратами являются – сепаратор, компрессор и аппарат воздушного охлаждения (ВХ). Процесс подготовки методом компримирования заключается в трёхступенчатом компримировании с последующем охлаждением на аппарате воздушного охлаждения. По входному трубопроводу поток газа попадает в первый сепаратор, предназначенный для очистки газа от механических примесей и далее поток газа попадает на первую ступень компримирования. Компонентный состав сырого газа представлен в таблице 5.3. Принципиальная схема представлена на рисунке 5.10.

Таблица 5.3 – Компонентный состав сырого газа, мольные доли

Метан	
Этан	
Пропан	
Изо-Бутан	
Бутан	
Изо-Пентан	
Пентан	
Гексан	
Азот	
Диоксид углерода	
Вода	

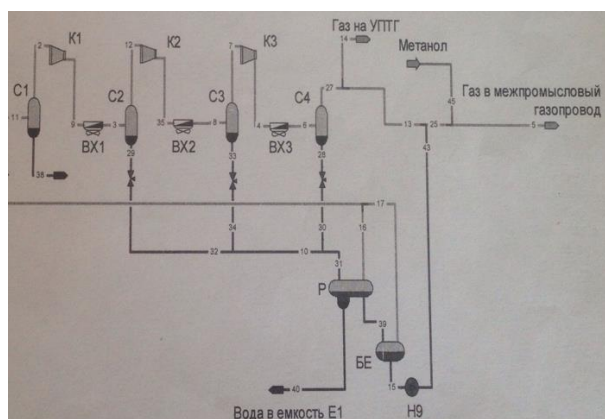


Рисунок 5.10 – Принципиальная схема ГКС

После первой ступени компримирования газ с температурой X градуса и давлением X МПа поступает на аппарат воздушного охлаждения. АВО газа предназначены для обеспечения теплового режима работы оборудования и для обеспечения подготовки газа до требуемых параметров. Верхний предел температуры газа определяется температурными параметрами оборудования и технологией низкотемпературной сепарации газа. Нижний предел температуры газа определяется температурой его гидратообразования при рабочем давлении. Охлажденный в АВО до температуры X градусов газ поступает на вход сепаратора С-2, предназначенного для отделения жидкости, выделившейся в результате охлаждения газа на АВО. Затем поток газа попадает на вторую ступень компримирования и затем аналогично поступает на АВО, а после уже на третью ступень сепарации, компримирования и охлаждения.

X

Рисунок 5.11 – Параметры входного и выходного потока газа через компрессор

Таблица 5.4 – Компонентный состав компримированного газа, мольные доли

Метан	
Этан	
Пропан	
Изо-Бутан	
Бутан	
Изо-Пентан	
Пентан	
Гексан	
Азот	
Диоксид углерода	
Вода	

В конечном итоге, сжатый газ с давлением X МПа и температурой X градусов по трубопроводу направляется в общий коллектор и направляется в блок замера газа и далее в межпромысловый газопровод для транспортировки на УКПГиК. Моделирующая схема представлена в приложении В.

6 Обсуждение результатов

По степени извлечения компонентов из сырого газа следует, что при подготовке газа совместным методом компримирования с методом низкотемпературной сепарации степень извлечения пропана в 21 раз больше, чем при подготовке методом компримирования, изо-бутана в 15 раз, бутана в 23 раза, а изо-пентана, пентана и гексана в 6 раз (таблица 6.1).

Таблица 6.1 – Содержание компонентов газа, мольные доли

Компонент	Сырой газ месторождения <i>K</i>	Способ подготовки	
		ГКС	ГКС+НТС
Метан			
Этан			
Пропан			
Изо-Бутан			
Бутан			
Изо-Пентан			
Пентан			
Гексан			
Азот			
Диоксид углерода			
Вода			

Рассмотрев результаты рассчитанного материального баланса (таблицы 6.2-6.4), следует, что при подготовке газа совместным методом компримирования с методом низкотемпературной сепарации к товарным продуктам относится: товарный газ, конденсат стабильный и пропан-бутан технический, а при компримировании – только газ и нестабильный конденсат.

По количественной характеристике стоит отметить, что совместным методом компримирования с методом низкотемпературной сепарации товарного газа получается меньше, но более лучшего качества, чем при компримировании, за счёт извлечения двух других товарных продуктов (конденсат стабильный и пропан-бутан технический).

Таблица 6.2 – Материальный баланс процесса компримирования нефтяного газа

Сырье	Приход		Расход		
	%	кг/час	Продукция	%	кг/час
Сырой газ	99,93		Газ подготовленный	99,28	
			Конденсат нестабильный	0,33	
			Вода	0,11	
Газ выветривания	0,07		Потери	0,27	
Итого	100		Итого	100	

Таблица 6.3 – Материальный баланс процесса низкотемпературной сепарации нефтяного газа

Сырье	Приход		Расход		
	%	кг/час	Продукция	%	кг/час
Газ с ГКС	100		Товарный газ	63,5	
			Конденсат нестабильный	36,5	
ИТОГО	100		ИТОГО	100	

Таблица 6.4 – Материальный баланс установки стабилизации конденсата

Сырье	Приход		Расход		
	%	кг/час	Продукция	%	кг/час
Конденсат НТС	82,3852		Газ с В-1	35,46	
			Газ с БЕ-1	0	
			Вода с БЕ-1	0,05	
Конденсат ГКС	17,6148		МЭФ	30,39	
			ПБФ	27,87	
			Конденсат стабильный	6,23	
ИТОГО	100		ИТОГО	100	

По качественной характеристике температура точки росы товарного газа (при подготовке его совместным методом компримирования с методом низкотемпературной сепарации) соответствует нормам СТО Газпром 098-2010. ТТР товарного газа по углеводородам составляет минус 24,83°C и минус 20,05°C по воде. Давление насыщенных паров 65 кПа (таблица 6.5).

Таблица 6.5 – Качественная характеристика товарной продукции

Технология подготовки	ТТР по УВ, °C	ТТР по воде, °C	ДНП конденсата стабильного, кПа
ГКС	29,19	29,92	-
ГКС+НТС	-24,83	-20,05	65

Для объяснения причин разной степени извлечения компонентов из газа (таблица 6.8) и, как следствие, изменения качества и количества товарной продукции проведено три исследования, в которых рассматривалось влияние компонентного состава сырья на качество подготовки по технологии НТС. В первом случае сырьё было с газоконденсатного месторождения *М*, во втором попутный нефтяной газ с нефтегазоконденсатного месторождения *К* и третий случай – смесь сырого газа газоконденсатного месторождения с нефтяным газом, прошедшим компримирование до *X* МПа.

Таблица 6.6 – Компонентный состав сырых газов

Компонент	М	М+К	К
Метан			
Этан			
Пропан			
Изо-Бутан			
Бутан			
Изо-Пентан			
Пентан			
Гексан			
Азот			
Диоксид углерода			
Вода			

Таблица 6.7 – Компонентный состав подготовленных газов

Компонент	М	М+К	К
Метан			
Этан			
Пропан			
Изо-Бутан			
Бутан			
Изо-Пентан			
Пентан			
Гексан			
Азот			
Диоксид углерода			

Из полученных данных (таблица 6.8) следует, что при добавлении ПНГ, прошедшего отбензинивание методом компримирования, к газоконденсатному сырью, степень извлечения всех компонентов выше по сравнению с газоконденсатным сырьем. Это происходит за счёт увеличения конденсатного фактора смешанного потока газа. А при отдельной подготовке ПНГ методом компримирования и низкотемпературной сепарации степень извлечения компонентов выше, чем в двух других случаях, за исключением пропана и гексана.

Таблица 6.8 – Степень извлечения компонентов из газа, %

Компонент	Источник сырого газа		
	М	М+К	К
Пропан	26,41	35,00	13,46
Изо-Бутан	55,88	66,67	79,37
Бутан	63,41	75,00	86,71
Изо-Пентан	82,35	93,33	95,18
Пентан	90,00	95,35	97,00
Гексан	99,05	99,63	99,43

По проведенным исследованиям было отмечено, что степень извлечения пропана из нефтяного сырья (K) ниже, чем из смешанного ($M+K$) и объясняется это рабочим режимом низкотемпературного сепаратора. На месторождении K низкотемпературный сепаратор имеет рабочие параметры – по температуре минус X градусов и по рабочему давлению – X кПа. При данных условиях (рисунок 6.1), мольная доля пропана в составе жидкой углеводородной фазы – X . Давление максимальной конденсации при данной температуре составляет X кПа. При этом давлении мольная доля пропана в составе жидкой углеводородной фазы – X . Степень извлечения пропана от максимально возможной при данном температурном уровне составляет X %.

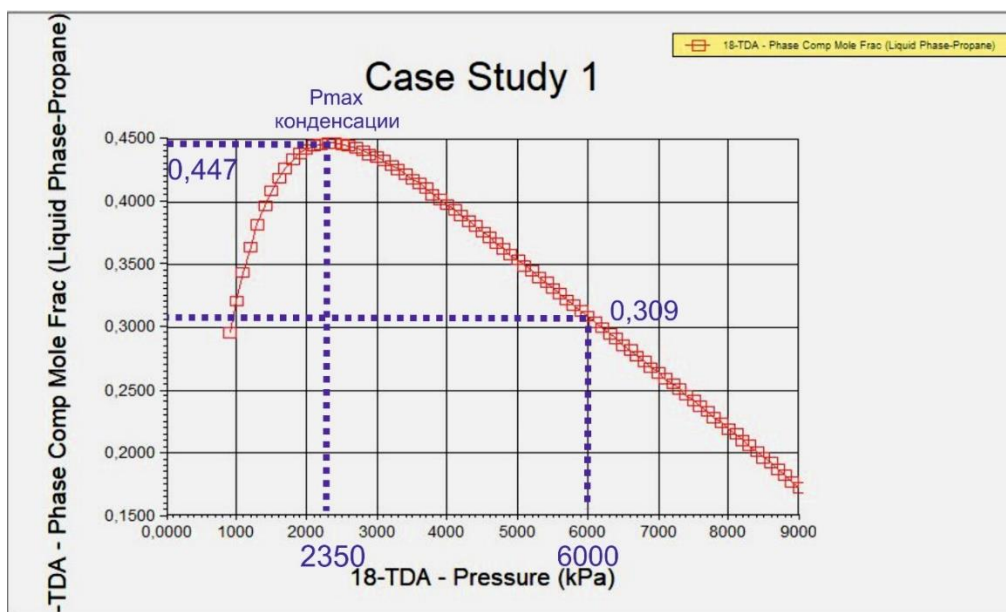


Рисунок 6.1 – Степень извлечения пропана по технологии НТС на нефтяном месторождении *K*

На месторождении *M* низкотемпературный сепаратор имеет рабочие параметры – по температуре минус *X* градусов и по рабочему давлению – *X* кПа. При данных условиях мольная доля пропана в составе жидкой углеводородной фазы – *X*. Давление максимальной конденсации при данной температуре составляет *X* кПа. При этом давлении мольная доля пропана в составе жидкой углеводородной фазы – *X*. Степень извлечения пропана от максимально возможной при данном температурном уровне составляет 97,2 % (рисунок 6.2).

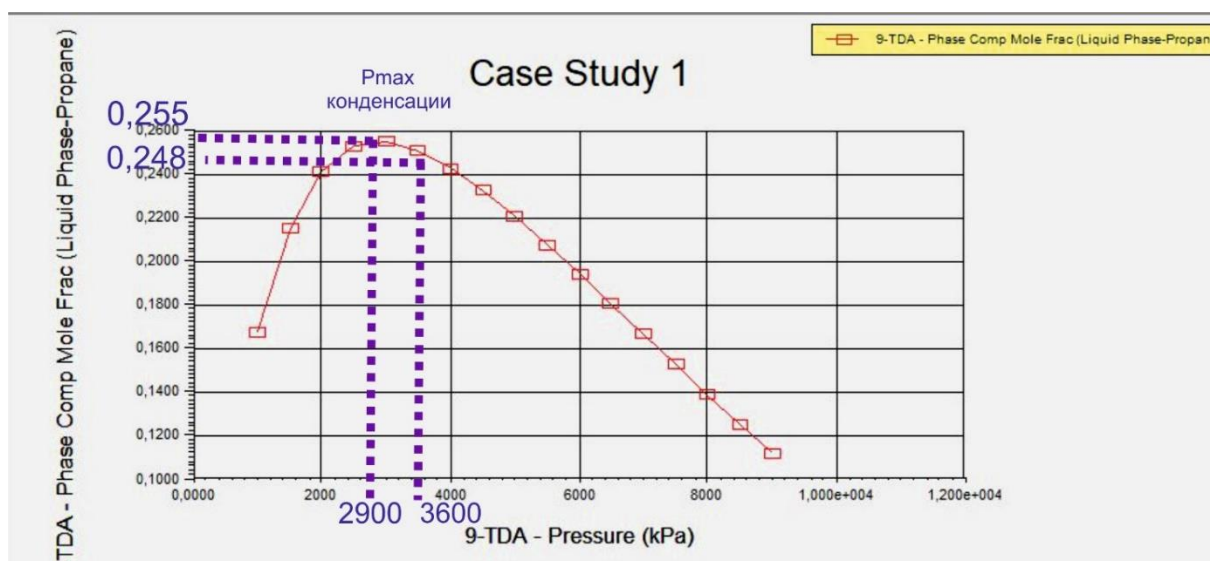


Рисунок 6.2 – Степень извлечения пропана по технологии НТС на установке подготовки месторождения *M* из смешанного сырья

Таким образом, ни в одной из рассмотренных технологий не достигается максимальная степень извлечения пропана из газа.

Различия в абсолютных значениях степени извлечения пропана и других компонентов обусловлены не только разным термобарическим режимом низкотемпературного сепаратора на разных установках, но и разным составом газа, приходящего на узел охлаждения газа – на детандер и, как следствие, разным конденсатным фактором. Поэтому при подготовке методом НТС смешанного потока газа – газоконденсатный газ и отбензиненный нефтяной ($M+K$) – степень извлечения всех компонентов в конденсат повышается по сравнению с подготовкой в этих же условиях только газоконденсатного сырья (M). А по сравнению с подготовкой по технологии НТС отбензиненного нефтяного газа (K) – степень извлечения компонентов понижается, кроме пропана, самого легкого из рассматриваемых, и гексана – самого тяжелого.

Полученные данные по степени извлечения компонентов газа (таблица 6.8) коррелируют с количеством получаемого нестабильного конденсата (таблица 6.9).

Таблица 6.9 – Количество получаемой продукции

Сырье	Продукция	Количество получаемого продукта	
		кг/ч	%
М	Товарный газ		90
	Нестабильный конденсат		10
М+К	Товарный газ		86
	Нестабильный конденсат		14
К	Товарный газ		59
	Нестабильный конденсат		41

Таким образом, оптимальным вариантом является подготовка ПНГ отдельно без смешения с газом газоконденсатного месторождения, позволяющая получить максимальный выход нестабильного конденсата.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Ожеред Федору Александровичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

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

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта</i>
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>График выполнения работ</i>
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

*Диаграммы структуры капитальных и текущих затрат проекта
Графики динамики и сравнения показателей*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	27.03.2019
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		27.03.2019г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Ожеред Федор Александрович		27.03.2019г

7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Эффективность научного ресурсосберегающего проекта включает в себя

социальную эффективность, экономическую и бюджетную эффективность.

Показатели общественной эффективности учитывают социальноэкономические последствия осуществления инвестиционного проекта как для общества в целом, в том числе непосредственные результаты и затраты проекта, так и затраты и результаты в смежных секторах экономики, экологические, социальные и иные внеэкономические эффекты.

Показатели экономической эффективности проекта учитывают финансовые последствия его осуществления для предприятия, реализующего данный проект. В этом случае показатели эффективности проекта в целом характеризуют с экономической точки зрения технические, технологические и организационные проектные решения.

Бюджетная эффективность характеризуется участием государства в проекте с точки зрения расходов и доходов бюджетов всех уровней.

С точки зрения экономики нефтедобычи, инвестиционные процессы в области утилизации попутного газа достаточно инерционны, и ориентируются в первую очередь не на конъюнктуру рынка в краткосрочном периоде, а на совокупность всех экономических и институциональных факторов на достаточно долгосрочном горизонте.

Экономические аспекты добычи углеводородов имеют свою особую специфику. Особенностью нефте-газодобычи является:

- долгосрочный характер ключевых инвестиционных решений;
- значительные инвестиционные лаги;
- крупные начальные инвестиции;
- необратимость начальных инвестиций;

- естественное снижение добычи во времени.

7.1 Расчет капитальных вложений

Одним из основных показателей при расчете экономической эффективности являются капитальные затраты. Эти затраты включают следующее:

- 1) Стоимость приобретения нового оборудования представлена в таблице 7.1;

Таблица 7.1 – Стоимость приобретения нового оборудования

Наименование оборудования	Един. изм.	Кол.	Цена за единицу, млрд. руб.	Всего, млрд. руб.
Установка комплексной подготовки газа и конденсата	шт.	1	1,5	1,5

- 2) Транспортные затраты — затраты на транспортировку продукции от места продажи или закупок до места нахождения покупателей. Транспортные затраты являются дополнительными затратами, связанными с продолжением процесса производства в сфере обращения. Транспортные затраты включают оплату транспортных тарифов и различных сборов транспортных предприятий, затраты на содержание собственного транспорта, стоимость погрузочно-разгрузочных работ, экспедирования грузов.

транспортные расходы составляют 5% от
стоимости:

$$K_T = 0,05 \times 1\,500\,000\,000 = 75\,000\,000 \text{ руб.}$$

- 3) В составе капитальных вложений по проектному варианту большое значение имеет величина затрат на проектирование и изготовление сооружений.

затраты на проектирование составляют 5% от стоимости:

$$K_{\text{пр}} = 0,05 \times 1\,500\,000\,000 = 75\,000\,000 \text{ руб.};$$

4) Затраты на инженерные работы и обучение составляют 7% от стоимости:

$$K_{\text{ир}} = 0,07 \times 1\,500\,000\,000 = 105\,000\,000 \text{ руб.};$$

5) Монтажные работы – работы по возведению новых объектов, зданий и монтажа в них оборудования.

затраты на монтаж нового оборудования составляют 6% от стоимости:

$$K_{\text{м}} = 0,06 \times 9\,800\,000\,000 = 90\,000\,000 \text{ руб.};$$

Общая сумма капитальных затрат составляет:

$$K = K_{\text{п}} + K_{\text{т}} + K_{\text{пр}} + K_{\text{ир}} + K_{\text{м}};$$

$$K = 1\,845\,000\,000 \text{ руб.}$$

7.2 Расчет дополнительных эксплуатационных издержек

1) Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части.

Амортизационные отчисления на оборудование составляют 10% от дополнительных капитальных затрат.

$$A = K \times N_{\text{А}}, \text{ где } N_{\text{А}} - \text{средняя норма амортизации (10\%)}$$

$$A = 1\,845\,000\,000 \times 0,1 = 184\,500\,000 \text{ руб.};$$

2) Затраты на все виды ремонта основных средств могут непосредственно включаться в затраты на производство продукции (работ, услуг) в том периоде, в котором они возникли.

Затраты на все виды ремонта, кроме капитального, составляют 2% от стоимости дополнительных капитальных затрат:

$$З_p = 0,02 \times 1\,845\,000\,000 = 36\,900\,000 \text{ руб.};$$

3) Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования включают: полное восстановление, затраты на эксплуатацию оборудования и все виды ремонта, внутризаводское перемещение грузов, износ малоценных и быстроизнашивающихся инструментов и приспособлений, платежи по обязательному страхованию оборудования, а также отдельных категорий работников, прочие расходы

Затраты на содержание и обслуживание составляют 3% от стоимости дополнительных капитальных затрат:

$$З_{об} = 0,03 \times 1\,845\,000\,000 = 55\,350\,000 \text{ руб.};$$

4) Прочие затраты составляют 5% от стоимости дополнительных капитальных затрат:

$$З_{пр} = 0,05 \times 1\,845\,000\,000 = 92\,250\,000 \text{ руб.};$$

5) общая сумма дополнительных капитальных издержек:

$$З_{экс.общ} = A + З_p + З_{об} + З_{пр};$$

$$З_{экс.общ} = 369\,000\,000 \text{ руб.}$$

7.3 Расчет экономических показателей

Газовая промышленность является важнейшей бюджетоформирующей отраслью экономики России.

Утилизация попутного нефтяного газа определена в качестве относительно нового направления развития нефтедобывающей промышленности.

Товарной продукцией УКПГиК является осушенный газ, стабильный газовый конденсат и пропан-бутан технический (таблица 7.2).

Таблица 7.2 – Выпуск продукта

Вариант	Количество, кг /ч
Осушенный газ	925 млн м ³ /год
Стабильный газовый конденсат	85 000 т/год
Пропан-бутан технический	316 550 т/год

Таблица 7.3 – Расчетная таблица

Вариант	Количество	Цена	Сумма, руб.
Осушенный газ	925 млн м ³ /год	5,247 руб/м ³	4 853 475 000
Стабильный газовый конденсат	85 000 т/год	16000 руб/т	1 360 000 000
Пропан-бутан технический	316 550 т/год	19000 руб/т	6 014 450 000
ИТОГО			12 227 925 000

Прирост прибыли:

$$\Delta\P=12\,227\,925\,000\text{руб.}$$

Годовой экономический эффект от внедрения нового оборудования:

$$\mathcal{E}_{\text{фгод}} = \Delta\P - \mathcal{Z}_{\text{экс.общ}}$$

$$\mathcal{E}_{\text{фгод}} = 12\,227\,925\,000 - 369\,000\,000 = 11\,858\,925\,000 \text{ руб.}$$

Срок окупаемости капитальных вложений - это отношение затрат на модернизацию к годовому экономическому эффекту:

$$T = K / \mathcal{E}_{\text{фгод}} = 1\,845\,000\,000 / 11\,858\,925\,000 = 0,15 \text{ года.}$$

Экономическая эффективность – отношение годового экономического эффекта к затратам на создание и внедрение новой системы управления составит:

$$\mathcal{E}\text{ф} = \mathcal{E}_{\text{фгод}} / K = 11\,858\,925\,000 / 1\,845\,000\,000 = 6,4.$$

Результаты технико-экономического обоснования сведены в таблицу 7.4

Таблица 7.4 – Технико-экономические показатели реализации проекта

Наименование статей расходов	Расходы проекта	
	млн. руб.	%
Капитальные затраты:		
Стоимость нового оборудования	1 500	81,3
Транспортно-заготовительные	75	4,1
Проектирование	75	4,1
Инженерные работы и обучение	105	5,7
Монтаж нового оборудования	90	4,9
Итого:	1 845	100
Эксплуатационные затраты:		
Амортизационные отчисления	184,5	50
Затраты на ремонт	36,9	10
Содержание и обслуживание приборов и средств автоматизации	55,35	15
Прочие затраты	92,25	25
Итого:	369	100
Прирост прибыли, руб	12 227 925 000	
Годовой экономический эффект, руб	11 858 925 000	
Срок окупаемости капитальных затрат, лет	0,15	
Экономическая эффективность	6,4	

Предложенный режим с возведением комплексной подготовки газа и конденсата позволяет получать выход осушенного газа, стабильного конденсата и СПБТ и получить годовой экономический эффект в размере 11 858 925 000 руб. Дополнительные капитальные затраты окупятся в течение двух месяцев. Экономическая эффективность дополнительных капитальных затрат равна 6,4.

Ниже представлена диаграмма капитальных затрат.

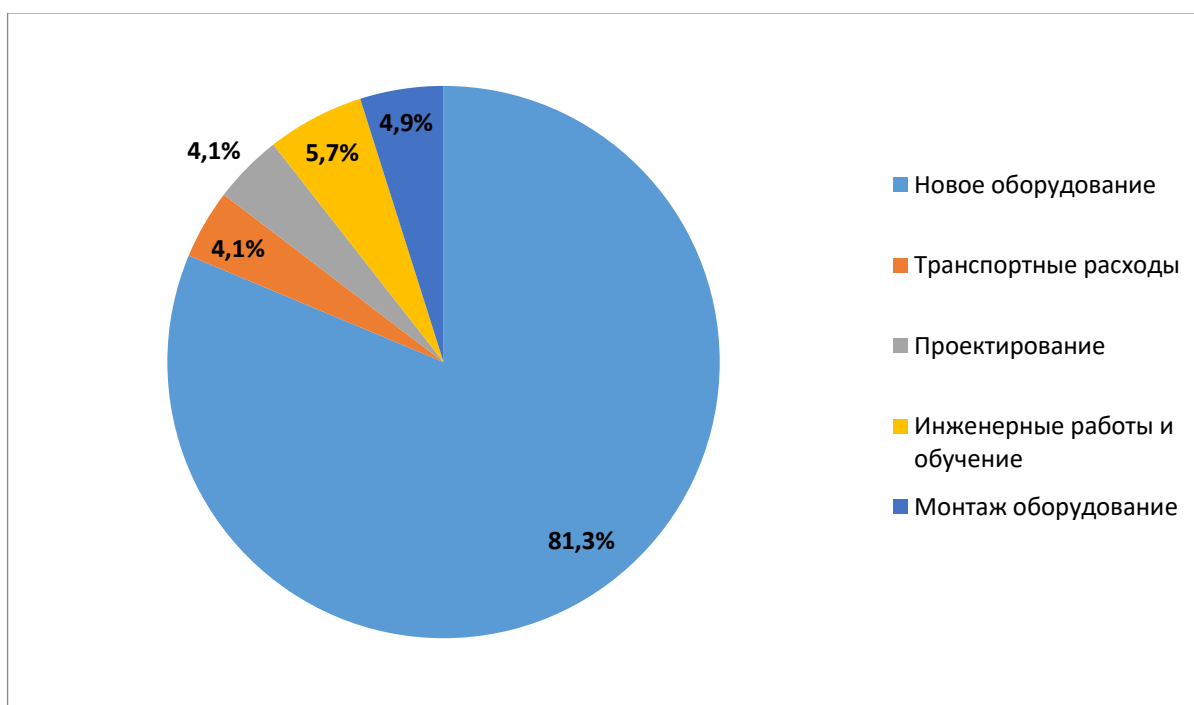


Рисунок 7.1 – Диаграмма капитальных затрат

Также представлена диаграмма эксплуатационных затрат. На эксплуатационные затраты приходится 369 000 000 руб в целом, а уже на амортизационные отчисления 50% от данной суммы, а также 10, 15 и 25% соответственно на ремонт, содержание и прочие затраты.

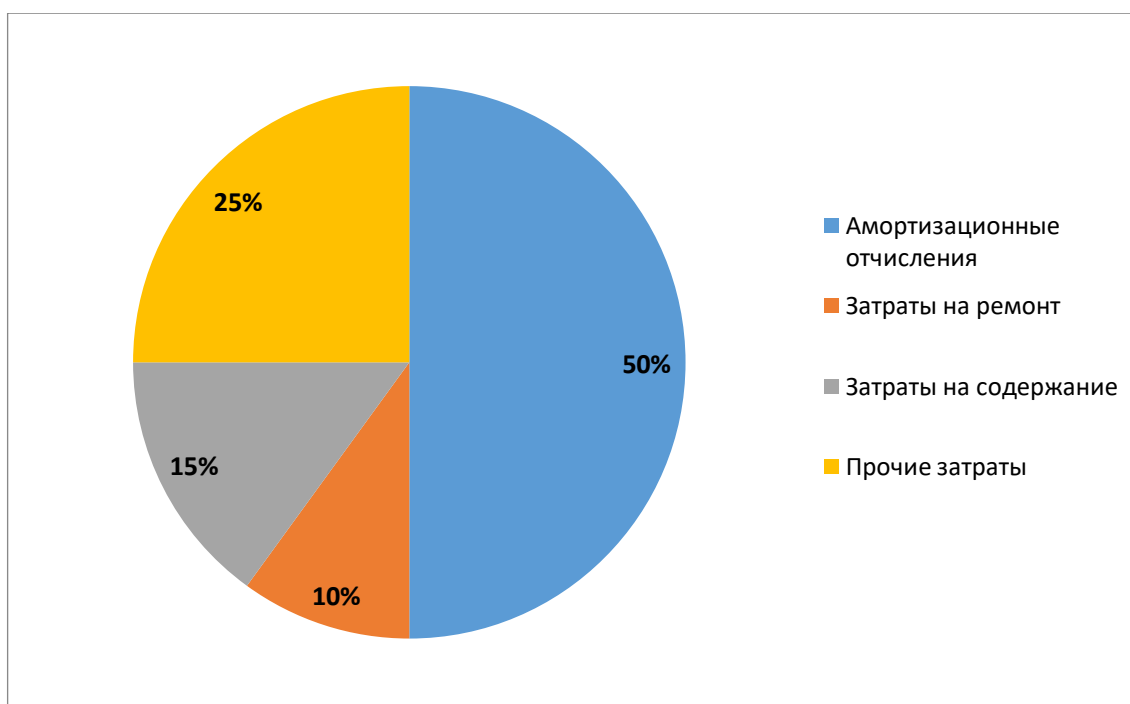


Рисунок 7.2 – Диаграмма эксплуатационных затрат

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Ожеред Федору Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение	нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление	21.04.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Анализ процесса низкотемпературной сепарации попутного нефтяного газа на К нефтегазоконденсатном месторождении</i>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	1.1 Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства. 1.2 Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны
2. Производственная безопасность 2.1. Анализ выявленных вредных факторов 2.2. Анализ выявленных опасных факторов	2.1 Анализ вредных факторов 2.1.1 Отклонение показателей микроклимата в помещении 2.1.2 Недостаточная освещенность рабочей зоны 2.1.3 Психофизиологические факторы 2.2 Анализ опасных факторов 2.2.1 Электробезопасность 2.2.2 Пожароопасность
3. Экологическая безопасность: – защита атмосферы; – защита литосферы; – защита гидросферы;	3.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу 3.2 Анализ воздействия объекта на гидросферу 3.3 Анализ воздействия объекта на земельные ресурсы, флору и фауну
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	4.1 Анализ возможных ЧС 4.2 Меры по предотвращению пожароопасной обстановки 4.3 Действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Ожеред Федор Александрович		

8 Социальная ответственность

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – это ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Целью настоящей работы является повышение эффективности технологии подготовки нефтяного газа на КНГКМ.

Охрана труда в современном мире имеет огромное значение в связи с интенсивным развитием производственной сферы и появлением новых видов деятельности. Соблюдение ее принципов позволяет решить целый ряд задач, среди которых:

- гарантированная защита сотрудников предприятия от вредных и опасных факторов, влияющих на их здоровье;
- снижение расходов на обеспечение производственного процесса;
- исключение серьезных экономических убытков из-за потери рабочего времени;
- исключение претензий и финансовых санкций контролирующих органов, призванных следить за соблюдением требований трудового законодательства;
- повышение производительности и качества труда персонала. [13]

Важно соблюдать правила безопасности и охраны труда, потому что в первую очередь самой высокой ценностью всегда является человек, его жизнь и здоровье. Ни размер заработной платы, ни уровень рентабельности предприятия, ни ценность производимого продукта не могут служить основанием для пренебрежения правилами безопасности и оправданием существующих угроз жизни или здоровью работников. Кроме того, в данном

случае речь также идет о ценности конкретного человека как сотрудника с присущими ему знаниями, навыками и опытом.

Во-вторых, правильно организованная работа по обеспечению безопасности труда повышает дисциплинированность работников, что, в свою очередь, ведет к повышению производительности труда, снижению количества несчастных случаев, поломок оборудования и иных нештатных ситуаций, что в конечном итоге повышает эффективность производства.

В-третьих, охрана труда подразумевает не только обеспечение безопасности работников во время исполнения ими служебных обязанностей. Сюда также относятся самые разные мероприятия: например, профилактика профессиональных заболеваний, организация полноценного отдыха и питания работников во время рабочих перерывов, обеспечение их необходимой спецодеждой и даже выполнение социальных льгот и гарантий. Правильный подход к организации охраны труда на предприятии, грамотное использование нематериальных способов стимулирования работников дают последним необходимое чувство надежности, стабильности и заинтересованности руководства в своих сотрудниках. Таким образом, благодаря налаженной охране труда снижается также текучесть кадров, что в свою очередь благотворно влияет на стабильность всего предприятия.

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При разработке данного раздела учитываются необходимые нормы и требования законов Российской Федерации при работе за компьютером. Продолжительность рабочего дня составляет 8 часов.

В соответствии с приказом Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от 12 апреля 2011 г. N 302н работы профессионально связанные с эксплуатацией ПК не входят в перечень вредных и (или) опасных производственных факторов и работ.

В соответствии с пунктом 13.1 статьи 13 Постановления Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 03.06.2003 № 118 [14] лица, работающие с ПК более 50% рабочего времени (профессионально связанные с эксплуатацией ПК), должны проходить обязательные предварительные при поступлении на работу и периодические медицинские осмотры в установленном порядке.

Нормальная продолжительность рабочего времени согласно статье 91 Трудового кодекса РФ не может превышать 40 часов в неделю.

В соответствии с Типовой инструкцией по охране труда при работе на персональном компьютере ТОО Р-45-084-01 [15] продолжительность непрерывной работы с компьютером без регламентированного перерыва не должна превышать двух часов. Продолжительность и частота перерывов зависит от категории работы с компьютером и уровня нагрузки (таблица 8.1).

Согласно статье 92 Трудового кодекса РФ сокращенная продолжительность рабочего времени при проведении работ профессионально связанных с эксплуатацией ПК не предусмотрена.

В соответствии со статьей 108 Трудового кодекса РФ в течение рабочего дня (смены) работнику должен быть предоставлен перерыв для отдыха и питания продолжительностью не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается.

Таблица 8.1 – Категории работ с компьютером

Категории работы с компьютером	Уровень нагрузки за смену при разных видах работ		
	А	Б	В
	кол-во знаков	кол-во знаков	кол-во знаков
I	до 20000	до 15000	до 2
II	до 40000	до 30000	до 4
III	до 60000	до 40000	до 6

При 8-часовой рабочей смене и работе на компьютере регламентированные перерывы следует устанавливать [16]:

- для I категории работ – через два часа от начала рабочей смены и через два часа после обеденного перерыва продолжительностью 15 минут каждый;
- для II категории работ – через два часа от начала рабочей смены и через 1,5-2 часа после обеденного перерыва продолжительностью 15 минут каждый или продолжительностью 10 минут через каждый час работы;
- для III категории работ – через 1,5-2 часа от начала рабочей смены и через 1,5-2 часа после обеденного перерыва продолжительностью 20 минут каждый или продолжительностью 15 минут через каждый час работы.

Негативное воздействие на человека персонального компьютера заключается в том, что к концу рабочего дня операторы ощущают головную боль, резь в глазах, тянущие боли в мышцах шеи, рук, спины, зуд кожи лица. Со временем это приводит к мигреням, частичной потери зрения, сколиозу, кожным воспалениям и т.д. Результаты показали, что наиболее «рисковыми» пользователями ПК являются дети и беременные женщины.

Санитарно-гигиенические требования к помещениям для эксплуатации ПК согласно следующие: рабочие места с ПК требуется располагать во всех помещениях, кроме подвальных, с окнами, выходящими на север и северо-восток.

Отделка помещения полимерными материалами производится только с разрешения Госсанэпиднадзора. В образовательных помещениях запрещается применять полимерные материалы (ДСП, слоистый пластик, синтетические ковровые покрытия и т.д.), выделяющие в воздух вредные химические вещества.

Оконные проемы должны иметь регулирующие устройства (жалюзи, занавески). Компьютер нужно установить так, чтобы на экран не падал прямой свет (иначе экран будет отсвечивать, что является вредным для экрана). Оптимальное положение на работе - боком к окну, желательно левым.

Высота рабочей поверхности стола составляет 725 мм. Модульными размерами рабочей поверхности стола для ПК, на основании которых должны рассчитываться конструктивные размеры, следует считать: ширину 800, 1000, 1200 и 1400 мм, глубину 800 и 1000 мм при нерегулируемой его высоте. Рабочий стол должен иметь пространство для ног высотой не менее 600 мм, шириной – не менее 500 мм, глубиной на уровне колен – не менее 450 мм и на уровне вытянутых ног – не менее 650 мм. Конструкция рабочего стола поддерживает рациональную рабочую позу при работе с ПК, позволяет изменить позу с целью снижения статистического направления мышц шейно-плечевой области и спины для предупреждения утомления. Конструкция рабочего стула должна обеспечивать:

- ширину и глубину поверхности сиденья не менее 400 мм;
- регулировку высоты поверхности сиденья в пределах 400-550 мм и углам наклона вперед до 15° и назад до 5°;
- высоту опорной поверхности спинки 30 ± 20 мм, ширину – не менее 380 мм и радиус кривизны горизонтальной плоскости – 400 мм;
- угол наклона спинки в вертикальной плоскости в пределах $\pm 30^\circ$;
- регулировку подлокотников по высоте над сиденьем в пределах 230 ± 30 мм и внутреннего расстояния между подлокотниками в пределах 350- 500 мм.

Клавиатуру следует располагать на поверхности стола на расстоянии 100-300 мм от края, обращённого к пользователю, или на специальной, регулируемой по высоте рабочей поверхности, отделённой от основной столешницы.

Моделирующая система была построена в ПО Unisim design. В данной программе наиболее полно реализованы функции моделирования сложных систем подготовки нефти и газа.

Рабочий процесс проходил в кабинете самостоятельной работы института природных ресурсов, который расположен в 316 аудитории 20 корпуса НИ ТПУ. В кабинете предусмотрено 12 индивидуальных рабочих

мест. Каждое место представляет собой компьютерный стол с тумбой и полками для книг, оснащенный стационарным компьютером (процессор: Intel(R) Core(TM) i5-3230M CPU 2,60 GHz) с монитором Samsung Sync Master 715N с диагональю 19 дюймов (яркость 75 %, контрастность 50 %, с частотой обновления 60 Hz и разрешением 1920×1080).

Так же кабинет оборудован прямоугольным столом, рассчитанным на 8 человек. Кабинет имеет естественное и искусственное освещение. Естественное освещение осуществляется через световые проемы (окна), искусственное освещение осуществляется системой общего равномерного освещения. Значения размеров комнаты составляют: длина – 8 м, ширина – 6 м, высота – 3,5 м. Одно рабочее место занимает площадь равную 6 м², а объем на одно рабочее место – 20,0 м³.

Основная работа производится в закрытом помещении (камеральная обработка данных) за компьютером, поэтому в разделе «Социальная ответственность» рассматривается безопасность работы за рабочим местом в компьютерном классе.

8.2 Производственная безопасность

8.2.1 Анализ вредных факторов

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении камеральных работ в этом помещении описаны в таблице 8.2 в соответствии с ГОСТ 12.0.003-74 [17].

Таблица 8.2– Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при моделировании фильтрационных свойств пород мелкого месторождения Томской области.

Наименование видов работ	Ф а к т о р ы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	

Сбор, изучение, анализ имеющихся материалов;	1.Недостаточная освещенность рабочей зоны	1.Электрический ток	ГОСТ 12.1.019 - 79 [18] ГОСТ 12.1.038-82 [19] ПТЭ и ПТБ потребителей [20]
Камеральная обработка, формирование пояснительной записки	2.Отклонение параметров микроклимата в помещении 3. Психофизиологические факторы	2.Пожароопасность	ПУЭ [21] СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278- 03 [22] СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [23] СанПиН 2.2.4.548-96 [24]

Отклонение показателей микроклимата в помещении

Микроклимат производственных помещений – метеорологические условия производственной среды помещений, которые оказывают влияние на тепловую стабильность организма человека в процессе труда. Микроклиматические условия на рабочих местах производственных помещений – важнейший санитарно-гигиенический фактор, от которого во многом зависит состояние здоровья и работоспособность человека.

Показателями, характеризующими микроклимат в производственных помещениях согласно СанПиН 2.2.4.548-96 являются:

- температура воздуха;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового облучения.

Микроклиматические параметры оказывают значительное влияние, как на функциональную деятельность человека, так и на надежность работы ПК. Поэтому в помещениях, где установлены компьютеры, должны соблюдаться оптимальные параметры микроклимата с учетом разграничения работ на категории по СанПиН 2.2.4.548-96 (таблица 8.3). В данном случае проводимые работы можно отнести к категории Ia – интенсивность энергозатрат до 120

ккал/ч (производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением).

Таблица 8.3 – Оптимальные величины показателей микроклимата в рабочей зоне производственных помещений при работе в компьютерном помещении согласно СанПиН 2.2.4.548–96 [24]

Период года	Параметр микроклимата	Величина
Холодный и переходный	Температура воздуха в помещении	22 – 24°C
	Относительная влажность	40 – 60 %
	Скорость движения воздуха	до 0,1 м/с
Теплый	Температура воздуха в помещении	23 – 25°C
	Относительная влажность	40 – 60 %
	Скорость движения воздуха	0,1 – 0,2 м/с

При обеспечении оптимальных и допустимых показателей микроклимата в холодный период года следует применять средства защиты рабочего места от радиационного переохлаждения от стеклянных поверхностей оконных проемов, в теплый период – от попадания прямых солнечных лучей.

Для поддержания нормальных параметров микроклимата в рабочей зоне необходимо применять следующие основные мероприятия: защиту от источников теплового излучения, устройство систем вентиляции, кондиционирования воздуха и отопления.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Правильно спроектированное и рационально выполненное освещение производственных помещений оказывает положительное воздействие на работающих. Способствует повышению эффективности и безопасности труда, снижает утомление и травматизм, сохраняет высокую работоспособность.

Оценка освещенности рабочей зоны необходима для обеспечения нормативных условий работы в помещениях и открытых площадках и проводится в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [23]. Естественное

освещение обеспечивается через оконные проемы с коэффициентом естественного освещения (КЕО) не ниже 1,2 % в зонах с устойчивым снежным покровом и не ниже 1,5 % на остальной территории. Световой поток из оконного проема должен падать на рабочее место с левой стороны. Искусственное освещение в помещениях эксплуатации компьютеров должно осуществляться системой общего равномерного освещения. Освещенность на поверхности стола в зоне размещения документа должна быть 300-500 лк. Допускается установка светильников местного освещения для подсветки документов. Местное освещение не должно создавать бликов на поверхности экрана и увеличивать освещенность экрана более 300 лк. Прямую блескость от источников освещения следует ограничить. Яркость светящихся поверхностей (окна, светильники), находящихся в поле зрения, должна быть не более 200 кд/м^2 . Для искусственного освещения помещений с персональными компьютерами следует применять светильники типа ЛПО36 с зеркализированными решетками, укомплектованные высокочастотными пускорегулирующими аппаратами. Допускается применять светильники прямого света, преимущественно отраженного света типа ЛПО13, ЛПО5, ЛСО4, ЛПО34, ЛПО31 с люминисцентными лампами типа ЛБ. Защитный угол светильников должен быть не менее 40 градусов. Светильники местного освещения должны иметь непросвечивающийся отражатель с защитным углом не менее 40 градусов.

Степень нервно-эмоционального напряжения

Негативное воздействие на человека компьютеров заключается в том, что к концу рабочего дня операторы ПК ощущают головную боль, резь в глазах, тянущие боли в мышцах шеи, рук, спины, зуд кожи лица. Со временем это приводит к мигрени, частичной потере зрения, сколиозу, кожным воспалениям. Эти заболевания не только снижают трудоспособность, но и подрывают здоровье людей [23].

Чтобы избежать подобных негативных явлений, необходимо грамотно организовывать и оборудовать рабочие места с учетом требований СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 (рисунок 8.1), а именно:

- рабочее место должно располагаться так, чтобы естественный свет падал сбоку, преимущественно слева;
- окна в помещениях с ВДТ и ПК должны быть оборудованы регулируемыми устройствами (жалюзи, занавески, внешние козырьки и т.д.);
- расстояние между рабочими столами с видеомониторами должны быть не менее 2,0 м, а расстояние между боковыми поверхностями видеомониторов – не менее 1,2 м;
- монитор, клавиатура и корпус компьютера должны находиться прямо перед оператором; высота рабочего стола с клавиатурой должна составлять от 680 до 800 мм над уровнем пола; а высота экрана (над полом) от 900 до 1280 см;
- монитор должен находиться от оператора на расстоянии от 60 до 70 см на 20 градусов ниже уровня глаз;
- пространство для ног должно быть: высотой не менее 600 мм, шириной не менее 500 мм, глубиной не менее 450 мм. Должна быть предусмотрена подставка для ног работающего шириной не менее 300 мм с регулировкой угла наклона. Ноги при этом должны быть согнуты под прямым углом.

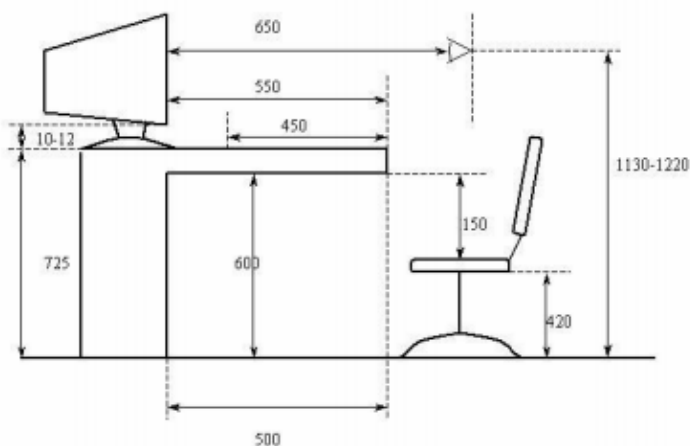


Рисунок 8.1 – Основные требования к рабочему месту

Кроме того, необходимо учитывать, что в случаях, когда характер работы требует постоянного взаимодействия с ВДТ (набор текстов или ввод данных и т. п.) с напряжением внимания и сосредоточенности, при исключении возможности периодического переключения на другие виды трудовой деятельности, не связанные с ПК, рекомендуется организация перерывов на 10- 15 мин через каждые 45-60 мин работы. Продолжительность непрерывной работы с ВДТ без регламентированного перерыва не должна превышать 1 ч. Ежедневная работа высокой интенсивности и с нервно-эмоциональным напряжением по 12 и более часов не допускается.

8.2.2 Анализ опасных факторов

Электробезопасность

Электрические установки, к которым относятся практически все оборудование ПК, представляет для человека большую потенциальную опасность.

Степень опасного и вредного воздействия на человека электрического тока и ЭМП зависит от: рода и величины напряжения и тока, частоты тока, пути тока через тело человека, продолжительность воздействия электрического тока на организм человека, условий внешней среды.

Реакция человека на электрический ток возникает лишь при протекании тока через тело. Электрический ток, проходя через организм человека, оказывает на него сложное действие – термическое, электролитическое, биологическое, механическое.

Напряжения и токи, протекающие через тело человека при нормальном режиме электроустановки, не должны превышать значений, указанных в таблице 8.4 [23].

Таблица 8.4 – Предельно допустимые значения напряжений и токов

Род тока	Напряжение (U), В	Сила тока (I), мА
	не более	

Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

Для предотвращения электротравматизма большое значение имеет правильная организация работ, т.е. соблюдение правил технической эксплуатации электроустановок потребителей, правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ и ПТБ потребителей) и правил устройства электроустановок (ПУЭ).

Аудитория, где проводится камеральная обработка результатов научной деятельности, согласно ПУЭ относится к помещениям без повышенной опасности поражения электрическим током (относительная влажность воздуха – не более 75 %, температура воздуха +25°C, помещение с небольшим количеством металлических предметов, конструкций)

Основные нормативные акты, устанавливающие требования электробезопасности являются ГОСТ 12.1.019 -79 и ГОСТ 12.1.038-82.

Для предотвращения электротравм следует соблюдать требования, предъявляемые к обеспечению электробезопасности работающих на ПК:

- все узлы одного персонального компьютера и подключенное к нему периферийное оборудование должно питаться от одной фазы электросети;
- корпуса системного блока и внешних устройств должны быть заземлены радиально с одной общей точкой;
- для отключения компьютерного оборудования должен использоваться отдельный пункт с автоматами и общим рубильником.

8.3 Экологическая безопасность

В настоящем разделе приведена экологическая оценка воздействия на компоненты природной среды при разработки мелкого месторождения. Предусмотрены мероприятия, обеспечивающие безопасность населения, охрану окружающей среды и недр от возможных негативных воздействий, связанных с разработкой малого месторождения.

Защита атмосферы

Основная деятельность, планируемая на мелком месторождении – добыча и транспортировка нефти.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу от планируемых объектов пробной эксплуатации малого месторождения являются:

- транспортабельная котельная с котлами ПКН–2С, работающая в период бурения новых скважин;
- дизельный подъемный агрегат «Cardwell» (работает в период освоения, бурения, монтажа и демонтажа при зарезки бокового ствола);
- двигатели внутреннего сгорания автомобильной и строительной техники.

Основными, выбрасываемыми в приземный слой атмосферы, от планируемых источников являются: углеводороды, оксид азота, диоксид азота, оксид углерода, оксид серы, сажа, формальдегид, сернистый ангидрид, взвешенные вещества, акролеин.

Для нормирования выбросов вредных веществ используется показатель предельно-допустимой концентрации вредных веществ, рассчитываемый по формуле (8.1):

$$\sum_{i=1}^N \frac{C_i}{\text{ПДК}_{i-\text{сф}i}} \leq 1, \quad (8.1)$$

Для предотвращения выбросов вредных веществ в атмосферу предусмотрены плановые ремонтно-предупредительные работы, не допускающие прорыв трубопровода при транспортировке нефти от кустовых площадок до ДНС с УПСВ.

В процессе опытно-промышленной разработки мелкого месторождения предусматривается герметизированная система добычи, сбора и транспорта

продукции скважин до ДНС с УПСВ где планируется проводить первичную подготовку нефти (сброс воды).

Окончательная подготовка нефти проводится на действующей УПН соседнего месторождения, которая обеспечивает соответствие её качественных показателей первой группе по ГОСТ Р 51858-2002.

Защита литосферы

Бурение эксплуатационных скважин с кустовых оснований и прокладка инженерных коммуникаций к ним в одном коридоре позволит сконцентрировать негативное воздействие планируемой разработки месторождения на литосферу. Почв сельскохозяйственного использования на площади месторождения не имеется. Земли используются в лесном хозяйстве.

Негативное воздействие объектов планируемой разработки месторождения на растительность оказывается:

- вырубкой леса на изымаемых под строительство землях;
- возможными аварийными разливами нефти.

Для рационального использования растительных ресурсов и снижения отрицательного воздействия планируемой разработки месторождения на растительность рекомендуется:

- использовать древесину, вырубаемую на отводимой территории, для нужд строительства;
- выполнять строительные работы строго в полосе отвода;
- соблюдать правила пожарной безопасности при работе в лесных массивах.

Реализация перечисленных мероприятий позволит ограничить негативное воздействие планируемой разработки месторождения на животный мир пределами площадных объектов. Беспокойство животных производством работ при отсутствии браконьерства будет сказываться в пределах нескольких сотен метров от планируемых объектов в период их строительства.

Образующиеся при разработке месторождения отходы подлежат переработке, обезвреживанию или захоронению в соответствии с требованиями нормативных документов и природоохранных органов государственного контроля.

Защита гидросферы

При добыче и подготовки нефти в сточные воды могут попадать нефтепродукты из-за прорыва трубопровода и разгерметизации оборудования.

Основными являются: углеводороды, оксид азота, диоксид азота, оксид углерода, оксид серы, сажа, формальдегид, сернистый ангидрид, взвешенные вещества, акролеин. Основным нормирующим показателем, характеризующим качество воды, как и атмосферы, является ПДК.

Предельно допустимая концентрация вредного (загрязняющего) вещества в воде водоема (ПДКв) – это такая его концентрация, которая не оказывает негативного влияния на организм человека при различных видах употребления воды (для питья, приготовления пищи, гигиенических целей и для отдыха).

При установлении ПДК принимают во внимание несколько лимитирующих показателей вредности, т.е. под ним понимают определенное наиболее неблагоприятное воздействие каждого вещества. Для водоемов питьевого назначения используют три вида ЛПВ: санитарнотоксикологический, общесанитарный и органолептический. Для водоемов рыбохозяйственного назначения дополнительно применяют еще два ЛПВ: токсикологический и рыбохозяйственный.

Очистка воды от нефтепродуктов происходит на очистных сооружениях, которые сочетают в себе:

- механические методы;
- химические способы;
- физико-химические методики;

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В данном разделе рассматривается чрезвычайная ситуация – пожары в зданиях, сооружениях жилого, социального и культурного назначения, относящаяся к классу ЧС техногенного характера.

В современных ПК очень высока плотность размещения элементов электронных схем. В непосредственной близости друг от друга располагаются соединительные провода, коммутационные кабели. При протекании по ним электрического тока выделяется значительное количество теплоты, что может привести к повышению температуры отдельных узлов до 80-100°C. При повышении температуры отдельных узлов возможно оплавление изоляции соединительных проводов, которое ведет к короткому замыканию, сопровождающееся, в свою очередь, искрением.

«Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» утвержден федеральным законом от 22 июля 2008 г.

Предотвращение распространения пожара достигается мероприятиями, ограничивающими площадь, интенсивность и продолжительность горения. К ним относятся:

- конструктивные и объёмно-планировочные решения, препятствующие распространению опасных факторов пожара по помещению;
- ограничения пожарной опасности строительных материалов используемых в поверхностных слоях конструкции здания, в том числе кровель, отделок и облицовок фасадов, помещений и путей эвакуации;
- снижение технологической взрывопожарной и пожарной опасности помещений и зданий;
- сигнализация и оповещение о пожаре;
- «План эвакуации людей при пожаре»;
- установлена система автоматической противопожарной сигнализации (датчики-сигнализаторы типа ДТП).

В данном помещении не обнаружено предпосылок к пожароопасной ситуации. Это обеспечивается соблюдением норм при монтаже

электропроводки, отсутствием электрообогревательных приборов и дефектов в розетках и выключателях.

Заключение по разделу социальная ответственность

Было проведено исследование на наличие опасных и вредных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте в компьютерном классе, а также проведен анализ вредного воздействия объекта на экологию.

На данном рабочем месте опасные и вредные факторы отсутствуют.

Показатели, характеризующие микроклимат в производственных помещениях (согласно СанПиН 2.2.4.548-96), а именно: температура воздуха, относительная влажность воздуха, скорость движения воздуха, интенсивность теплового облучения находятся в норме.

Аудитория, где проводилась камеральная обработка результатов научной деятельности, согласно ПУЭ относится к помещениям без повышенной опасности поражения электрическим током (относительная влажность воздуха – не более 75 %, температура воздуха +25°C, помещение с небольшим количеством металлических предметов, конструкций).

Рабочее место организовано и оборудовано с учетом соответствующих требований СанПиН.

Заключение

В работе проведён сравнительный анализ технологической и экономической эффективности подготовки нефтяного газа по методу низкотемпературной сепарации и по методу компримирования.

Технология подготовки нефтяного газа методом компримирования не обеспечивает глубокого извлечения конденсирующихся углеводородов. Поэтому необходимо подготавливать нефтяной газ по методу низкотемпературной сепарации.

Установлено, что технология низкотемпературной сепарации в комбинации с компримированием позволяет увеличить степень извлечения углеводородов C_{3+} из нефтяного газа в 2,7 раза.

Относительно степени извлечения отдельных компонентов из нефтяного газа показано, что степень извлечения пропана по технологии низкотемпературной сепарации увеличивается в 21 раз, изо-бутана в 15 раз, бутана в 23 раза, а изо-пентана, пентана и гексана – в 6 раз относительно технологии компримирования.

Для реализации такого метода рационального использования ПНГ, как сдача в магистральный газопровод была осуществлена технология совместной подготовки отбензиненного нефтяного газа с газом газоконденсатного месторождения по технологии НТС. При этом общая степень извлечения всех компонентов C_{3+} , в конденсат повысилась по сравнению с подготовкой в этих же условиях только газоконденсатного сырья.

Подготовка ПНГ отдельно без смешения с газом газоконденсатного месторождения, позволяет получить максимальный выход нестабильного конденсата и составляет X кг/ч.

Список использованных источников

1. Бекиров, Т. М. Технология обработки газа и конденсата / Т. М. Бекиров, Г. А. Ланчаков. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». 1999.-596 с.
2. Гриценко, А. И. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А. И. Гриценко, В. А. Истомин, А. Н. Кульков, Р.С. Сулейманов. – М.: ОАО «Издательство «Недра». 1999. – 473 с.
3. Колокольцев, С. Н. Совершенствование технологий подготовки и переработки углеводородных газов: Монография / С. Н. Колокольцев; М.: ЛЕНАНД, 2015. – 600 с.
4. Технология промысловой подготовки газа [Электронный ресурс] – Режим доступа:<https://designtest.lms.tpu.ru/mod/book/view.php?id=14799&chapterid=4206>
5. СТО Газпром 089-2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия
6. Писарев, М. О. Оптимизация процесса разделения углеводородов в аппаратах установки низкотемпературной сепарации газа в динамических условиях: дис. канд. техн. наук: / М. О. Писарев; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск, 2016. – 182 с.
7. Ширяев, Е. В. Сравнительный анализ технологий осушки газа при обустройстве газового месторождения Каменномысское-Море / Е. В. Ширяев, Т. В. Юрецкая // Молодой ученый. — 2015. — №11. — С. 472-474.
8. Тронов, В.П. Сепарация газа и сокращение потерь нефти / В. П. Тронов. – Казань: ФЭН, 2002. – 407 с.
9. Мурин, В.И. Технология переработки природного газа и конденсата / В. И. Мурин. – Под ред.. – М.: ОО «Недра Бизнесцентр», 2002. – 517 с
10. Honeywell UniSim Design. Руководство пользователя. – Honeywell, 2016. URL: [http:// www.honeywellprocess.com](http://www.honeywellprocess.com)

11. Соловьянов, А. А. Попутный нефтяной газ. Технологии добычи, стратегии использования: учебное пособие / А. А. Соловьянов, В. В. Тетельмин, В. А. Язев. – Долгопрудный: Издательский Дом «Интеллект», 2013. – 208 с.
12. Брусиловский, А. И. Теоретические основы фазовых превращений углеводородных смесей: учебное пособие / А. И. Брусиловский. – М.: МАКС Пресс, 2010. – 92 с.
13. Русак, О. Н. Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие. 3-е изд., испр. и доп. / О. Н. Русак. – под ред. –СПб.: Изд-во «Лань», 2000. –448 с.]
14. Постановления Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 03.06.2003 № 118 О введении в действие санитарно-эпидемиологических правил и нормативов СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. – М.: Минюст, 2003. – 32 с.
15. ТОИ Р-45-084-01. Типовая инструкция по охране труда при работе на персональном компьютере. – М.: Минсвязь, 2011. – 4 с.
16. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы Гигиенические требования к персональным электронно- 107 вычислительным машинам и организации работы. – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003. –42 с.
17. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – М.: Изд-во стандартов, 1978. – 5 с.
18. ГОСТ 12.1.019 -79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М.: Изд-во стандартов, 1979. – 5 с
19. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. – М.: Изд-во стандартов, 1987. – 5 с.
20. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Атомиздат, 1971. – 130 с.

21. Правила устройства электроустановок. 7-е изд., разд. 1, 6, 7. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2009. – 149 с.
22. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. – М.: Минюст, 2003. – 15 с.
23. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы Гигиенические требования к персональным электронно- 107 вычислительным машинам и организации работы. – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003. – 42 с.
24. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – М.: Госкомсанэпиднадзор, 1996. – 12 с.
25. Воробьев, А. Е. Применяемые инновационные технологии переработки ПНГ в Китае [Электронный ресурс] / А. Е. Воробьев, Чжан Ляньцзы // Вестник Евразийской науки. – 2018 №2. –
Режим доступа: <https://esj.today/PDF/11NZVN218.pdf/>.

Приложение А

THE LITERARY REVIEW OF LOW TEMPERATURE SEPARATION TECHNOLOGY

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Ожеред Федор Александрович		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Л.В.	к.х.н., с.н.с.		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ИШПР-2:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гутарева Н.Ю.	к.п.н.		

Introduction

Low temperature separation technology is commonly used for field gas processing. Nevertheless typical technological schemes ensure high-quality gas treatment for further transportation with a significant pressure drop at the facility only the first 10-12 years of field production. The application of low temperatures is prevailing in the production of ethylene, the handling of liquefied natural gas (LNG) and winning of light hydrocarbons from natural gas, as well as the manufacture of hydrogen and helium. The by-product liquids recovered could be used as fuel, or alternatively stabilized and marketed as condensate. Occasionally, regional markets allow the extraction of LPG from these liquids.

Separation process

Low temperature separation technology is the competitive process for separating the components of a gas mixture such as natural gas or the effluent of the reactor in an olefin plant. To purify the elements of a light hydrocarbon-mixture economically, reliably, and environmentally benign, efficient separation equipment with the appropriate operating conditions should be selected throughout the separation train. Nevertheless, the demand for utility at below ambient temperatures will not disappear. Hence, refrigeration systems should be provided for such processes. Conceptualizing the relevant processes of a gas plant, to identify the promising options, results in the study of the following building blocks and their interactions.

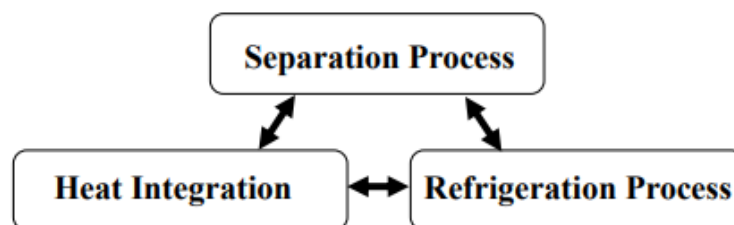


Figure 1 – Building blocks of a cryogenic plant design methodology

In this writing, important interactions between the separation system and the refrigeration process are highlighted.

Separation and refrigeration system interact in a complex but effective manner

A refrigeration cycle accepts heat from the process at a range of (absorption) temperatures, raises its quality through compressors and rejects the absorbed heat and the added shaft-power, through compression, to a sink at a higher (rejection) temperature. The closer the rejection temperature to the absorption temperature, the lower the pressure ratio in the compressor, and hence, the power consumption of the refrigeration system will be low. On one hand, an option for the refrigeration system is always to upgrade the absorbed heat from the process to the ambient temperature. On the other hand, often the background process can offer heat sinks at a range of temperatures, below the ambient temperature. The refrigeration system can utilize these sinks and reject at least part of the absorbed heat back to the process at a lower temperature compared to its other option: ambient temperature. The main contribution of the described integration between the separation and refrigeration system is the reduction in shaft power for the refrigeration system. The interactions between the refrigeration and separation system should be considered at the early stages of the design. This is, first, to ensure the maximum exploitation of the integration opportunities. Second, considering these interactions may affect the process heat integration decisions. For instance, it may prove more beneficial to integrate a particular sink in the separation process with the refrigeration system rather than matching it with a source in the separation process (Colmenares and Seider, 1989). Hence, heat integration opportunities should be evaluated and compared globally and simultaneously in the process. Concluding fact is that the process screening procedure is reliable only when the separation design, refrigeration design, and heat integration are carried out simultaneously (Wang and Smith, 2005).

Refrigeration system

Low temperature (sub-ambient) processes require heat rejection to the refrigeration systems. The result is that the operating costs for such processes are usually dominated by the cost of power to run the refrigeration system. Simple cycles

(i.e. cycles which absorb heat at one temperature and pressure level and also reject the heat at a single temperature and pressure level) can be used to provide cooling as low as typically -40°C. For lower temperatures, complex cycles are normally used. This arrangement improves the energy demand of the system by better managing the vapour generated from expansion. Installation of a liquid-vapour separator after the throttle valve leads the vapour directly to the high-pressure compression stage and therefore, reduces the vapour flow in the low pressure compression stages. Moreover, such structures will optimise the load provided by the refrigeration system at different temperature levels by optimising the refrigerant flow at each level.

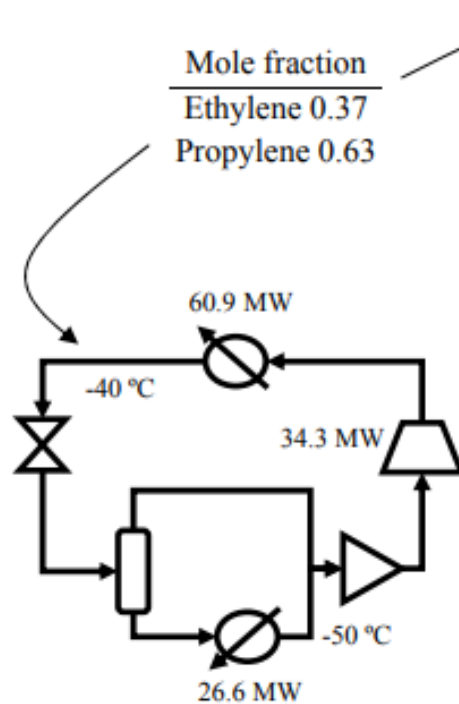


Figure 2 – Simple mixed refrigeration cycle

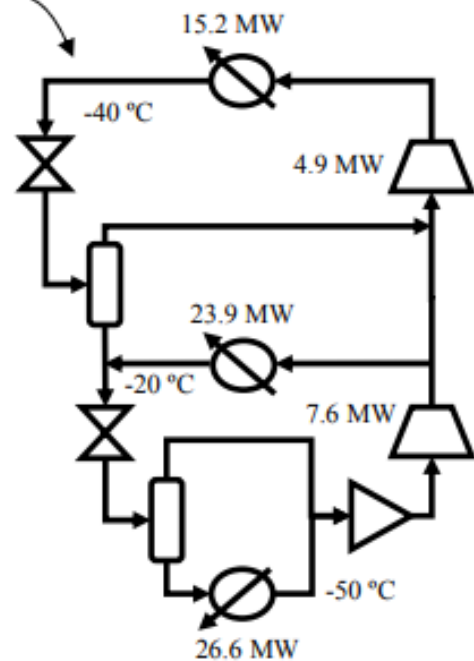


Figure 3 – Mixed refrigeration cycle with multiple rejection levels

Methods and means for low temperature separation of liquid hydrocarbons from natural gas

This process relates to new and useful improvements in methods and means for low temperature separation of liquid hydrocarbons from natural gas.

The process is particularly concerned with the passage of a petroleum well stream, with or without prior heating or cooling, and with or without prior separation of liquids, through a turbine unit to achieve isentropic expansion of the well stream and chilling thereof, followed by separation of the chilled stream into liquid and gaseous phases and the subsequent recompression of the gaseous phase by compressor means driven by the turbine unit.

The low temperature separation of hydrocarbon liquids from natural gas present in petroleum well fluids has become an accepted practice, and often results in increased recoveries of marketable hydrocarbon liquids, or in the recovery of such liquids of increased value, as well as recoveries of gas in merchantable condition. There are, however, many wells which do not produce at a pressure level sufficient to permit the economic use of low temperature separation, and there are other wells, originally producing at a relatively high pressure but which are undergoing pressure depletion and approaching the point at which low temperature separation is not usable.

To be “merchantable” in present oil field practice and under present contracts for the purchase of oil field gas, the gas must be at least at pipe line pressure, and must contain no more than a maximum stated quantity of water and hydrocarbons which may normally be expected to liquefy under pipe line conditions. These requirements are usually stated by providing that the gas shall not contain more than seven pounds of water per one million cubic feet, or more than two hundred gallons of hydrocarbon, as determined by the standard test for charcoal hydrocarbon content, per one million cubic feet, all under standard or agreed conditions of temperature

and pressure. Thus, as used herein, “merchantable gas” means gas meeting present day pipe line conditions as set forth above, and under a pressure of 4 to 8,3 kPa.

It has also been the practice to produce wells at relatively high pressures of several thousand pounds per square inch, and to flow this high pressure fluid considerable distance to a low temperature separation unit for expansion at that point. Manifestly, this requires a gathering pipe network of heavy duty pipe which is capable of withstanding these high pressures and which is quite expensive. In instances, it is desirable to reduce the pressure of the well stream at the well head, and then to flow the production fluids through relatively inexpensive low pressure pipe to a low temperature separation unit for further processing.

This equipment achieves these desirable objectives by causing the well stream to undergo expansion through a turbine unit wherein not only cooling due to the Joule-Thompson effect is realized, but also wherein cooling is effected because work is taken from the well stream, or, the well stream is forced to do work in undergoing expansion. The stream is permitted to expand to a pressure somewhat below that of the gas pipe line into which the residual gas is to be introduced, and then, following separation of liquid hydrocarbons from the well stream at low temperature, the residual gas is taken at the low pressure and raised to pipe line pressure by a compressor driven by the turbine unit. The whole may be contained in a single vessel wherein the well stream is temporarily placed in a transient state or condition of very low temperature and low pressure at which optimum recoveries may be had of liquid hydrocarbons. The residual gaseous phase, which must be conserved, is then compressed, to a higher pressure level and passed readily into the gas transmission pipe line. The turbine-compressor unit is a free-running, self-governing unit, accommodating itself automatically to varying rates of flow and providing additional compression facilities automatically, with increased extraction of work from the incoming well stream, in accordance with an increase in volume of said incoming stream. The speed of revolution of the turbine compressor unit may vary with the volume of flow there through, but since the work extracted from the

incoming well stream is not necessarily proportional to turbine speed, no harmful impairment of the unit's operation is caused.

Utilizing this equipment, the required pressure and water and hydrocarbon contents of the outlet gas are known in advance by existing pipe line conditions, and the temperature and pressure required to achieve those conditions within the low temperature separator may be determined. Following this, the required inlet pressure for the turbine unit may be determined as that necessary to provide the required temperature drop and to furnish sufficient energy for recompression of the expanded gas to pipe line levels. Preferably, the inlet pressure is kept to that level just sufficient for this purpose, and accordingly an appreciable pressure drop of the well stream may be carried out at the well head.

In this type of low temperature separation, it is desirable that a gas hydrate inhibitor, such as one of the glycols, be employed, both to permit any desired degree of regenerative cooling of the well stream in advance of expansion, as well as to prevent the formation of excessive quantities of hydrate particles within the turbine unit. Hence, it is an object of the invention to make provision in this type of low temperature separation for the addition of an inhibitor at any suitable or desirable point to control the formation of gas hydrates selectively within the course of flow of the well fluids through the unit. A further object of the equipment is to make provision for greater cooling of a well stream because of the greater pressure drop immediately prior to separation of liquid hydrocarbons from the well stream, and yet, to maintain a lesser overall pressure drop.

Yet another object of the equipment is to provide a method and means of the character described wherein the lower pressure at which separation of liquid hydrocarbons is effected provides for greater liquid recovery due to the proximity of such lower pressure level to the optimum point for condensation for liquid recovery by retrograde condensation at the temperature of separation, an increase of recovery not obtainable at the higher pressure levels of the gas pipe line into which the residual gas must flow.

The numeral 10 designates a producing well or series of wells flowing by a manifold or other suitable connection through a flow line 11. The present invention is applicable primarily to distillate type wells having high gas-oil ratios and producing relatively high gravity distillate or hydrocarbon liquids. The well stream may be produced and passed into the flow line 11 at well head pressure, or it may be reduced in pressure, as by the valve 12 so as to enter the flow line 11 at a pressure considerably lower than the well head pressure. Thus, the well stream may pass into the line 11 at a pressure of several thousand pounds per square inch, or at pressures as low as 1200 to 2000 pounds per square inch, depending upon the operating pressure of the gas transmission pipe line into which the separated gas must ultimately discharge.

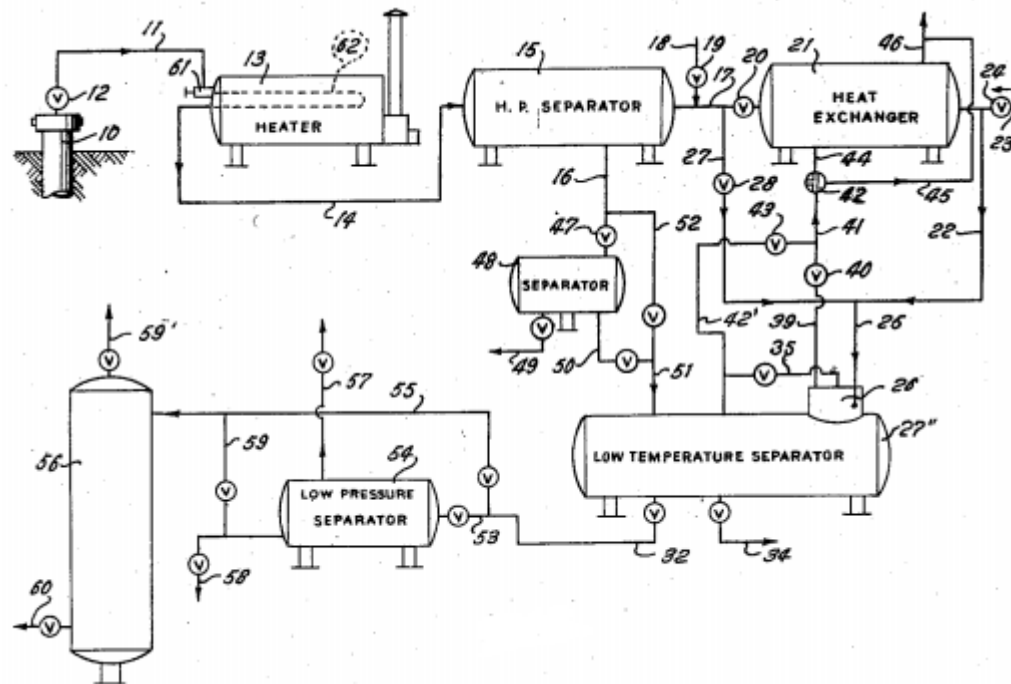


Figure 4 – Diagrammatic view of a low temperature separation system

Depending upon whether subsequent pressure reductions in the system, or pressure reductions at the well head, require heating of the well stream to prevent the formation of gas hydrates or other freezing problems, the well stream may first be passed through a conventional heater 13 which normally is controlled automatically and which is selectively fired to bring the well stream automatically

to a constant temperature level. Next, the well stream is passed by a conductor 14 from the heater 13 into a water knockout or high pressure separator 15 wherein there is removed from the well stream such aqueous and hydrocarbon material as may be present in the liquid phase at that point. Liquids are drained from the separator 15 as they accumulate therein and pass through a pipe 16 for further use as will be described hereinafter. The gaseous stream from which substantially all liquid particles have been removed, leaves the high pressure separator 15 through a flow pipe 17 into which a branch conductor 18 is connected through a valve 19. Since it is now desired to chill or cool the gas stream and gas hydrate or freezing problems may be encountered, it is sometimes desirable to add to the gas stream an inhibitor such as a brine solution or a glycol such as diethylene glycol or triethylene glycol, and such inhibitor may be injected into the flow line 17 through the branch conductor 18. Being thoroughly commingled with the gas stream, the inhibitor will preferentially remove water vapor from the gas stream and reduce the water vapor dew point of the gas stream to the desired level.

The gas stream then passes through a valve 20 in the flow line 17 and into a regenerative heat exchanger 21 in indirect heat exchange relationship with a cold gas stream supplied from a later step in the process. The chilled gas leaves the heat exchanger 21 through a flow pipe 22 having a branch conductor 23 connected there into through a valve 24 and through which the inhibitor may also be injected in the gas stream following chilling.

The cooled gas passes from the pipe 22 to an inlet pipe 25 connected to the high pressure inlet of a turbine compressor unit 26. If desired, the valve 20 may be closed, and the gas leaving the high pressure separator 15 may be by-passed around the heat exchanger 21 through a conductor 27 leading through a valve 28 to the inlet conductor 25.

Within the turbine compressor unit 26, the gas stream is expanded and caused to undergo a pressure reduction while driving the turbine wheel 27' of the unit.

The unit 26 is mounted in the wall of a low temperature separator 27'' into the interior of which the expanded gas stream passes in free and unrestricted flow. The gas stream leaving the turbine wheel 27' may have a considerable circumferential velocity, and hence a spinner drum 28 terminating in a heating coil 29 may be disposed upon the inner wall of the vessel 27'' in registry with the turbine unit 26 in order to confine and control the high entrant velocity of the gas stream as well as to provide a surface upon which particles may be scrubbed from the expanded stream. The heating coil 29 may be supplied with any suitable heating fluid, such as a portion or all of the gas stream flowing through the conductor 14 in order to warm the spinner structure and prevent the adherence of frozen particles thereto.

In undergoing expansion in the turbine unit, and in doing work in driving the turbine wheel 27', the temperature of the incoming gas stream is greatly reduced, resulting in the liquefaction of hydrocarbon and aqueous materials present in the gas stream. Within the separator vessel 27'', these liquefied or congealed particles are permitted to separate from the gas stream and stratify into layers in the lower portion of the vessel 27'' to which heat is supplied through a suitable coil 30 heated in any suitable manner, preferably the same as utilized for the heater 29. The liquid hydrocarbons are skimmed off into a sump 31 for removal through an outlet conductor 32, and the aqueous materials are passed into a second sump 33 for removal through an aqueous outlet conductor 34.

It is pointed out that the turbine need not be mounted in the wall of the vessel 27'' but may be housed in a separate enclosure so as to exhaust into the vessel.

As a specific example, an inlet gas pressure of 10 kPa may be employed, and an expansion or pressure drop of 5,5 to 6,2 kPa utilized to achieve a pressure of 4 to 4,8 kPa within the vessel 27''. In undergoing this considerable pressure drop, as well as in expending energy or work in driving the turbine wheel 27', the gas stream will be chilled to temperatures of 0 to 20 degrees Fahrenheit or lower, and hence, substantially all liquefiable hydrocarbons and aqueous components will be condensed or congealed from the gas stream. The low pressure gas which has been

denuded of liquefiable components is taken from the interior of the vessel 27" through the lower pressure gas conductor 35 to the inlet 36 of a centrifugal compressor rotor 37. It will be noted that the turbine wheel 27' and the compressor rotor 37 are mounted upon a common shaft 38', free of any external regulation or control, and that all of the energy for driving the compressor rotor is derived from the turbine wheel 27'.

The low pressure gas taken from the interior of the low temperature separator 27" is compressed by the rotor 37 and delivered through an intermediate pressure gas outlet 38 connected to a lean gas outlet pipe 39. Within the compressor section of the unit 26, the gas stream is compressed from the relatively low pressure of the vessel 27" to pipe line pressure, which may be of the magnitude of 8,2 kPa, and is delivered as merchantable gas through a valve 40 to a conductor 41 leading to a three-way temperature control valve 42. If desired, a portion of the gas leaving the low temperature separator unit 27" may be by-passed around the compressor section of the unit 26 and conducted through a pipe 42' and valve 43 directly to the conductor 41.

The three-way valve 42 is employed for regulating the quantity of the cold gas that will flow from the conductor 41 through the heat exchanger 21. The valve 42 has connected thereto a pipe 44 leading to the heat exchanger 21 and a pipe 45 by-passing the heat exchanger and connected directly into the outlet conductor 46 by means of which the gas is conveyed to the gas transmission pipe line or other point of use. In accordance with established practice, a temperature sensing element in the heat exchanger 21 or in the outlet conductor 22 leading therefrom, may be employed to control the operation of the valve 42 and to selectively by-pass gas around the heat exchanger or pass all or a portion of the cold gas through the heat exchanger in order to maintain the desired degree of chilling or pre-cooling of the gas stream passing through the heat exchanger from the conductor 17 to the conductor 22.

The liquids removed from the gas stream in the high pressure separator 15 may be taken from the drain conductor 16 through a valve 47 into a small separator

48 wherein stratification of the aqueous and hydrocarbon liquids is carried out and the water separately discharged through, a valved drain pipe 49. The hydrocarbon liquids are drawn off from the separator 48 through a valved conductor 50 into an inlet pipe 51 leading into the low temperature separator 27", preferably near that end of the separator into which the turbine compressor unit 26 discharges the gas stream. If desired, the liquids flowing from the separator 15 may be by-passed around the separator 48 and conducted directly through the pipe 52 to the inlet conductor 51.

Within the low temperature separator, all of the liquids introduced there into, or removed from the gas stream passing there through, are resolved into aqueous and hydrocarbon fractions, the aqueous fractions being drawn off through the outlet 34, and being suitably processed as necessary or desirable for recovery therefrom of any inhibitor material which may have been introduced into the gas stream. Of course, the inhibitor material, after reconcentration, may be recirculated and again injected into gas stream.

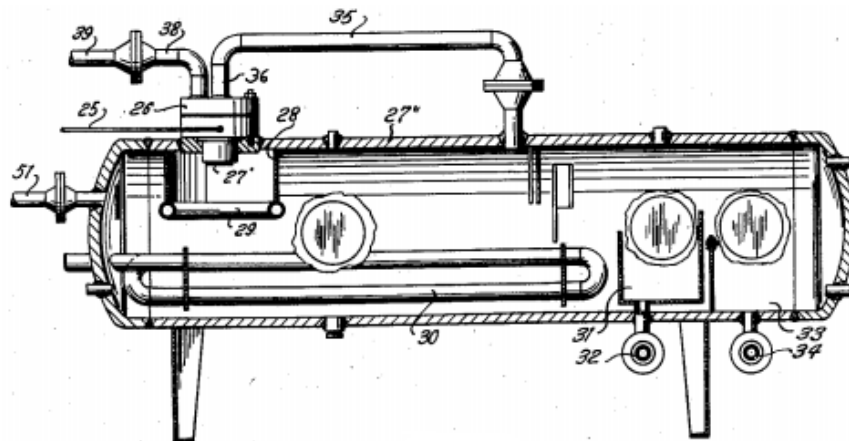


Figure 5 – Longitudinal, vertical, cross-sectional view of a low temperature separator

The hydrocarbon liquids are drawn off through the outlet conductor 32, and may be passed through a valved pipe 53 into a low pressure or flash separator 54, or alternatively, may be passed through the valved conductor 55 to the inlet of a stabilizing or desorbing tower or column 56. Liquid passed into the low pressure separator 54 is resolved into a gas fraction which is drawn off through the gas outlet 57, and a separated liquid fraction which will have been stabilized to a considerable

degree by its passage through the low pressure separator and the removal of quantities of gas therefrom, and which may be discharged through the conductor 58 to storage, or may be directed through the valved pipe 59 into the conductor 55 for admission to the stabilizer 56. Within the stabilizer 56, the liquids are properly rectified and stabilized for storage, gas and extremely light hydrocarbon fractions being removed through the gas outlet 59, and a stabilized hydrocarbon liquid being discharged at 60 to storage.

From the foregoing, it will be seen that the system is quite flexible and is adaptable to utilization with many types of well stream production as well as many varieties of operating conditions. Whether or not inhibitor is to be injected, whether the liquid separated in the high pressure separator 15 is to be subjected to an additional separation step before delivery to the low temperature separator, and whether the hydrocarbon liquids from the low temperature separator are to pass through the low pressure separator 54, the stabilizer 56, or both of these vessels, are matters dependent entirely upon the nature of the well stream, the conditions under which it is produced and the degree to which liquefiable hydrocarbons are to be separated therefrom and stabilized for storage. The heater 13 may be employed if there is any likelihood of freezing or congealing occurring at any point in the system prior to the entrance of the flow stream into the turbine unit 26. Thus, depending upon the pressure at which the lean gas stream must enter the conductor 46 for passage into the gas pipe line, and the pressure drop required to achieve the desired temperature in the low temperature separator 27", the well stream pressure may be reduced at the well head to a point just sufficient to provide the desired pressure drop. Since chilling of the well stream at the well head would occur under these conditions, the heater 13 may be utilized for the prevention of freezing or congealing due to this pressure drop, as well as to impart to the well stream sufficient heat for proper operation of the coils 29 and 30. Conventionally, well stream heaters such as the heater 13, may include a pressure reducing choke 61 into which the well stream flows for pressure reduction immediately prior to its passage through the heating coils 62 of the heater 13, and it is preferable that the pressure reduction of the well

stream be achieved through utilization of the choke 61 rather than through employment of the valve 12. In this manner, all likelihood of solidification taking place in the flowing well stream with resultant blocking or partial clogging of the flow lines is avoided, and the gathering lines or pipes 14, through the well stream flows from one or more wells to the low temperature separation system, may be of relatively light weight since they are not subjected to high pressure. In many instances, the pipe or pipes 14 may be of quite considerable length, and the possibility of using light-weight pipe for this purpose effects a quite considerable saving in material costs.

The utilization of this heater system also permits the simple adjustment of the choke 61 to provide for varying or gradually decreasing well head pressures. The choke 61 may be automatic in operation, such as a diaphragm operated choke, and as the well pressures decline, the choke may be opened further in order to maintain a substantially constant pressure in the pipe 14 and throughout the balance of the system. Similarly, a group of wells producing at different well head pressures may be pressure regulated in order to flow into a common flow line 14.

The low temperature separation system herein described also permits optimum hydrocarbon recoveries from well streams since the separation of hydrocarbon liquids from the flowing stream takes place at a pressure level below that at which the denuded gas is discharged from the system. The maximum liquid point in a liquid- gas hydrocarbon system, known as the base of the retrograde range, is not found at a fixed pressure, but varies with temperature. The lower the temperature at which the system exists, the lower will be the base of the retrograde range or the point at which maximum liquefaction occurs. In low temperature systems wherein separating temperatures of 0 to 20 degrees Fahrenheit are achieved, the maximum liquid point occurs at a pressure well below normal pipe line pressures, and hence, maximum liquid recovery is not made in a system in which the flow stream never reaches pressures below the pipe line or discharge pressure.

In the present system, the flow stream is caused to drop to a pressure well below the ultimate discharge pressure and hence, a pressure much nearer the base of

the retrograde range. For this reason, additional liquid recoveries are obtained without any sacrifice in the ultimate discharge pressure of the system.

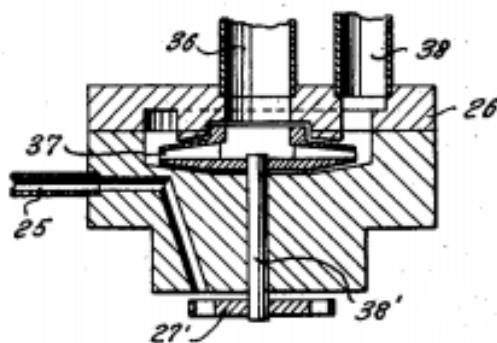


Figure 6 – Enlarged schematic view of the turbine compressor unit

It is to be noted that the turbine unit is a free-running unit loaded only by the compressor rotor 37. Thus, the flow stream is caused to expand directly into the interior of the separating vessel 27'', and to do work while so expanding. All of the benefits of expansion cooling are achieved, and in addition, work is extracted from the flow stream for further cooling at the point of discharge of the flow stream into the interior of the separator vessel 27''. Enhanced cooling results precisely at the zone of discharge of the flow stream into the vessel 27'' which is constructed to handle any liquefaction or congealing that may take place. Thus, the problems of turbine blockage and the clogging of flow lines due to liquefaction and/or congealing of flow stream components is eliminated while, at the same time, isentropic expansion is obtained.

In this way:

1. The method of separating liquefiable hydrocarbons and an aqueous portion from gaseous high pressure petroleum well streams including the steps of, flowing the well stream from the well at a predetermined pressure, expanding the well stream from the predetermined pressure to a lower pressure while causing the well stream to do work, separating the well stream into a residual gaseous portion and liquid hydrocarbon and aqueous portions, drawing off the liquid hydrocarbon and aqueous portions, compressing the gaseous portion to an intermediate pressure sufficient for introduction of the gaseous portion into a gas transmission pipe line,

said intermediate pressure being higher than the pressure of the separation step and lower than said predetermined pressure, compressing the gaseous portion solely by the work done by the well stream in expanding, and drawing off the compressed gaseous portion the well stream being expanded in the expansion step to a lower pressure sufficient to produce a pressure and temperature drop adequate to liquefy liquid hydrocarbon and aqueous portions in sufficient quantities as to produce merchantable gas and from which the work available from the expansion step is capable of compressing the gaseous portion to the intermediate pressure, and said predetermined pressure being only of sufficient magnitude as to afford adequate temperature reduction in the expansion step sufficient to precipitate the aqueous portion from the well stream in the production of merchantable gas.

2. The method of producing merchantable gas from a gaseous high pressure petroleum well stream and removing an aqueous portion from the well stream including the steps of flowing the well stream at high pressure to a separator enclosure and expanding the stream to a lower pressure into said enclosure while causing the well stream to do work whereby the stream separates into gaseous and liquid hydrocarbon and aqueous portions, drawing off said portions, and compressing the gaseous portion to an intermediate pressure of 4 to 8,2 kPa solely by the work done by said well stream in expanding, the intermediate pressure being lower than the pressure from which the well stream is expanded and higher than the lower pressure.

3. The method of separating liquefiable hydrocarbons and an aqueous portion from gaseous high pressure petroleum well streams including the steps of, flowing the well stream from the well at a predetermined pressure, adding a hydrate inhibitor to the well stream, expanding the well stream and the hydrate inhibitor from the predetermined pressure to a lower pressure while causing the well stream to do work by passing the well stream and (he hydrate inhibitor commingled therewith through an expansion turbine, separating the well stream into a residual gaseous portion and liquid hydrocarbon and aqueous portions, drawing off the liquid

hydrocarbon and aqueous portions, compressing the gaseous portion to an intermediate pressure sufficient for introduction of the gaseous portion into a gas transmission pipe line, said intermediate pressure being higher than the pressure of the separation step and lower than said predetermined pressure, compressing the gaseous portion solely by the work done by the well stream in expanding, and drawing off the compressed gaseous portion, the well stream being expanded in the expansion step to a lower pressure sufficient to produce a pressure and temperature drop adequate to liquefy liquid hydrocarbon and aqueous portions in sufficient quantities as to produce merchantable gas and from which the work available from the expansion step is capable of compressing the gaseous portion to the intermediate pressure, and said predetermined pressure being of sufficient magnitude as to afford adequate temperature reduction in the expansion step sufficient to precipitate the aqueous portion from the well stream in the production of merchantable gas.

4. A low temperature separator structure for a gaseous high pressure petroleum well stream and for removing an aqueous portion from the well stream including, a separator vessel, means in the vessel for maintaining a gaseous layer in the upper portion of the vessel, heating means in the lower portion of the vessel, an expansion turbine in the wall of the vessel having a well stream inlet and a well stream discharge opening directly into the interior of the vessel, the point of expansion of the well stream in the expansion turbine being disposed within the gaseous layer, means for causing the turbine to do work, and gas and liquid outlets from the vessel.

5. A low temperature separator structure for a gaseous high pressure petroleum well stream and for removing an aqueous portion from the well stream including; a separator vessel; means in the vessel for maintaining a liquid layer in the lower portion of the vessel and a gaseous layer in the upper portion of the vessel; a turbine- compressor unit in a wall of the vessel comprising an expansion turbine having a turbine wheel, the turbine wheel being positioned in the gaseous layer in the vessel at the point at which separation of gas and liquid is initiated, a compressor having a compressor rotor, and a single shaft extending through the wall of the

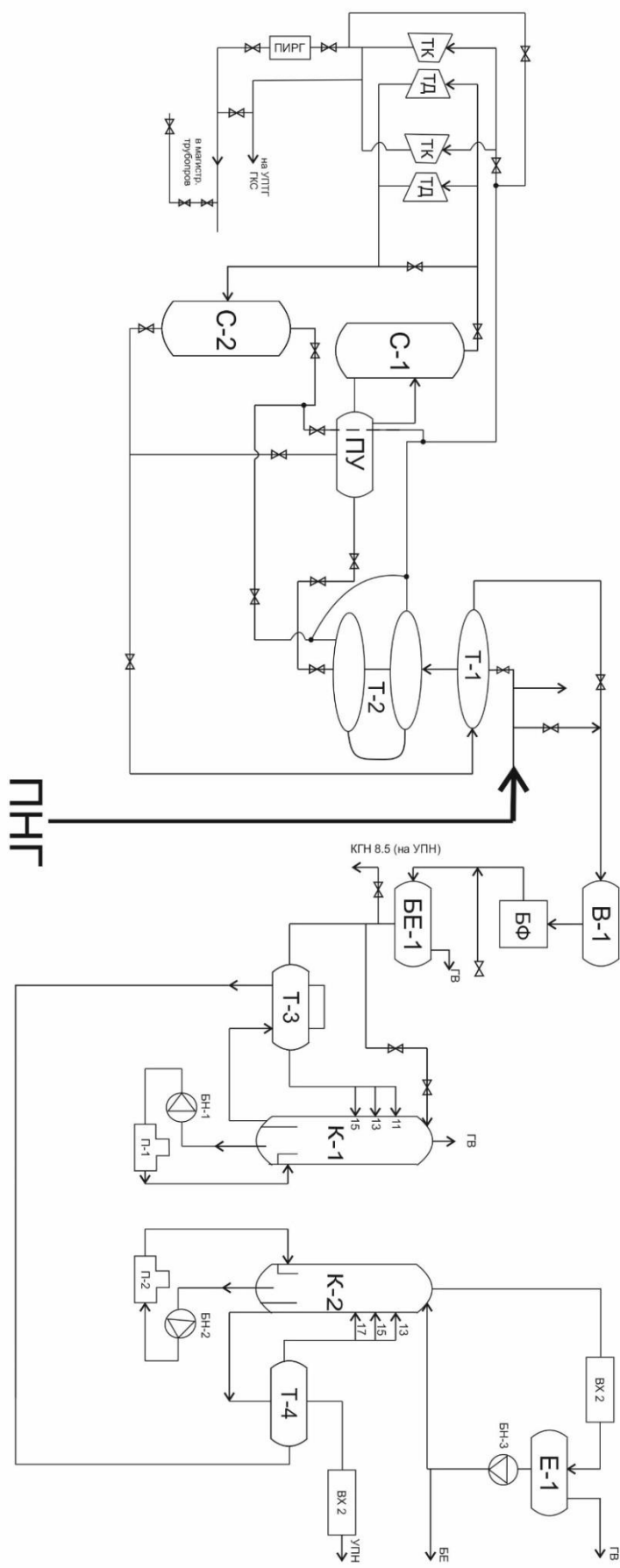
separator vessel and carrying the turbine wheel and compressor rotor; the turbine having its turbine wheel disposed within the separator vessel and having a well stream inlet and a well stream discharge opening directly into the interior of the separator vessel through the turbine wheel; the compressor having a gas inlet from the interior of the separator enclosure and a gas outlet; and a liquid outlet from the vessel.

Conclusions

The technology provides an efficient natural gas processing. The technology can be used both for the natural gas treatment and for the extraction of separate fractions from a natural gas. The technology can significantly improve the process of gas treatment at gas plants, where the gas is cooled by means of Joule-Thomson valve.

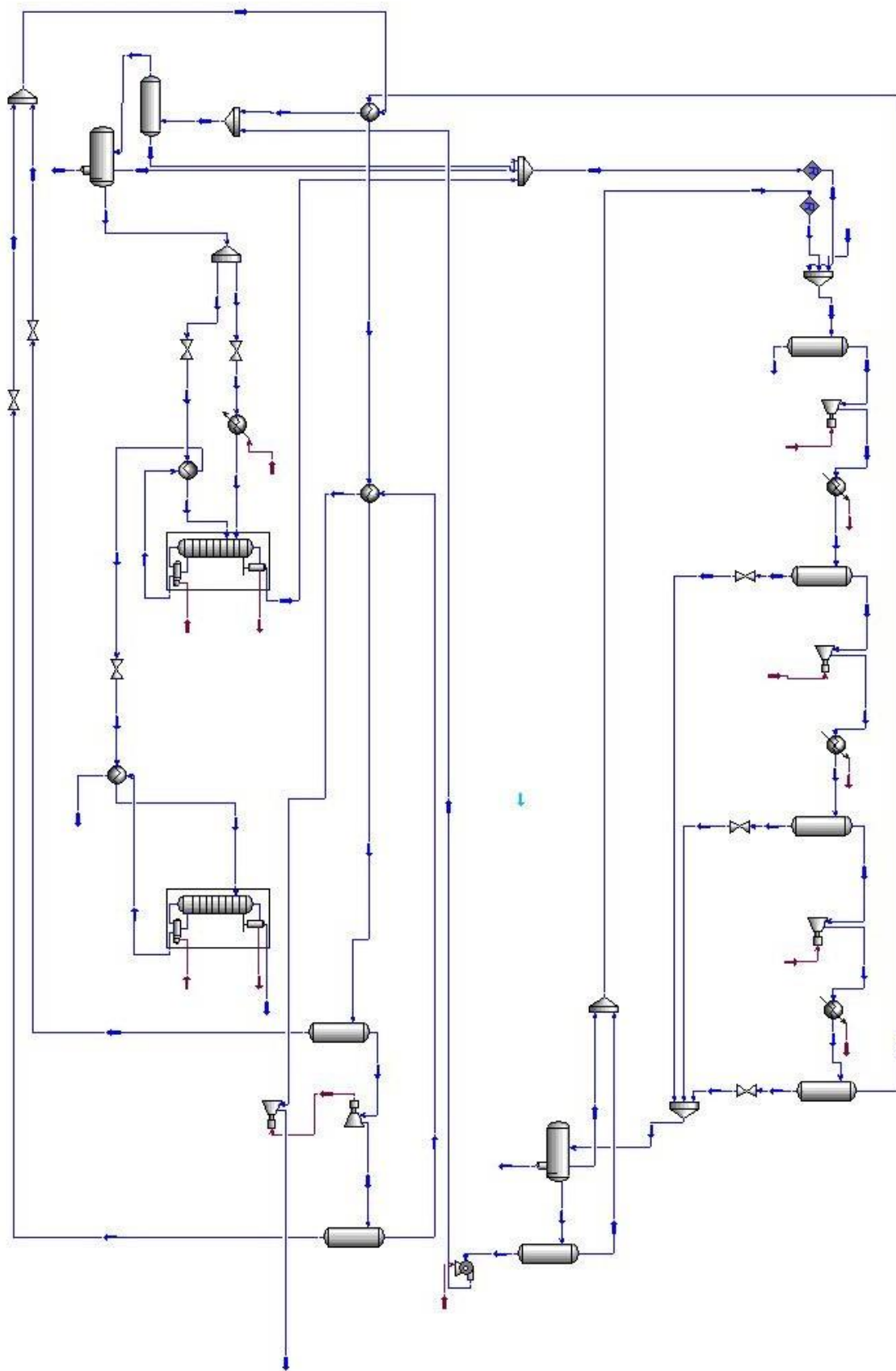
Приложение Б

Принципиальная схема УКПГ и К



Приложение В

Моделирующая схема ГКС и НТС



Приложение Г

Моделирующая схема ГКС

