

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

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Сравнительный анализ способов утилизации широкой фракции легких углеводородов на первой, второй и концевой ступени сепарации участка предварительной подготовки нефти Северо-Останинского нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область)

УДК: 622.276:665.662-047.86(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Кугук Борис Валентинович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	Канд. ф.-м. наук		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	Канд. экон. наук		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение «Нефтегазовое дело»	Зятиков П.Н.	Д.т.н. Профессор		

Томск – 2018 г.

Планируемые результаты обучения по ООП 21.04.01 Нефтегазовое дело

Код	Результат обучения
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 техно-логических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P9	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
P10	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 образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

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

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ Зятиков П.Н.
«__» _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Кугуку Борису Валентиновичу

Тема работы:

Сравнительный анализ способов утилизации широкой фракции легких углеводородов на первой, второй и концевой ступени сепарации участка предварительной подготовки нефти Северо-Останинского нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область)

Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 01.03.2018 г. №1396/с
---	--------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	04.06.2018 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Установка подготовки нефти, газокompрессорная станция; Режим работы: непрерывный; Компонентный состав нефти и пластового газа Северо-Останинского месторождения, параметры разгазированной нефти, компонентный состав ШФЛУ ГКС; Требования к качеству товарной нефти согласно ГОСТ Р 51858-2002.</p>
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Исследование процессов получения и переработки попутного нефтяного газа, легких жидких углеводородов, изучение существующих методов утилизации; анализ возможных способов утилизации ШФЛУ на Северо-Останинском месторождении, выбор наиболее эффективного способа.</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Романюк Вера Борисовна</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Абраменко Никита Сергеевич</p>
<p>«Associated petroleum gas. Methods of APG utilization»</p>	<p>Швагрукова Екатерина Васильевна</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>12.02.2018</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Ю.Н.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Кугук Б.В.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа: 108 с., 18 рис., 25 табл., 35 источников, 1 прил.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, легкие жидкие углеводороды, выход нефти, рациональное использование углеводородов, сепаратор, компрессор, установка подготовки нефти, газокomppressorная станция, давление насыщенных паров.

Объектом исследования является система промышленного сбора и подготовки нефти и попутного нефтяного газа, а предметом — процессы сепарации нефти, компримирования попутного нефтяного газа, выделения и утилизации легких жидких углеводородов.

Цель работы – снижение потерь легких углеводородов и повышение выхода товарной нефти разработкой ресурсосберегающей технологии подготовки и компримирования попутного нефтяного газа.

В процессе исследования проводились: моделирование процесса подготовки и перекачки нефти и попутного нефтяного газа, был проведен анализ изменения свойств нефти при различных способах утилизации широкой фракции легких углеводородов на установке подготовки нефти. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности при ведении технологического процесса, охране окружающей среды, приведен технико-экономический расчет.

В результате исследования был выбран наиболее эффективный способ утилизации широкой фракции легких углеводородов на установке подготовки нефти с последующим увеличением выхода нефти.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ по ведению технологического процесса, мероприятия, необходимые для утилизации легких жидких углеводородов на установку подготовки нефти, анализ полученных свойств нефти, подсчет увеличения выхода нефти.

Степень внедрения: в настоящее время проблема утилизации ЛЖУ является весьма актуальной на установках подготовки нефти с большим количеством попутного нефтяного газа.

Область применения: установки подготовки нефти служат для доведения сырой нефти до свойств товарной.

Сокращения и обозначения

УПН – установка подготовки нефти;

ГКС – газокompрессорная станция;

ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов;

ЛЖУ – легкие жидкие углеводороды;

УУЛФ – установка улавливания легких фракций нефти;

УПТГ – установка подготовки топливного газа;

ДНП – давление насыщенных паров;

УКПГ – установка комплексной подготовки газа;

ПНГ – попутный нефтяной газ;

КСУ – концевая сепарационная установка;

РВС – резервуар вертикальный стальной;

НТК – низкотемпературная сепарация.

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	9
1. Основные теоретические положения процессов получения и переработки попутного нефтяного газа	12
1.1 Общие сведения о попутном нефтяном газе и варианты его использования	12
1.2 Общие сведения о о легких жидких углеводородах и проблемы их использования на месторождениях.....	16
1.3 Анализ существующих технологий подготовки попутного нефтяного газа с целью выделения легких жидких углеводородов	17
1.4 Давление насыщенных паров нефти	26
1.5 Технологические решения по подготовке нефтяного газа и использованию легких жидких углеводородов	30
2. Объект и методы исследования	37
2.1 Характеристика объекта исследования.....	37
2.2 Состав и свойства пластовых продуктов Северо-Останинского месторождения	39
2.3 Схема установки подготовки нефти и сопутствующих установок на месторождении.....	41
2.4 Площадка подключения нефти.....	42
2.5 Технологическая площадка подготовки нефти	44
2.6 Схема установки улавливания легких фракций нефти и газокompрессорной станции	48
2.7 Схема газокompрессорной станции.....	51
2.8 Общая информация о методе исследования	55
3. Анализ возможных способов утилизации ШФЛУ на Северо-Останинском месторождении	59
3.1 Недостатки существующей схемы утилизации.....	59
3.2 Моделирование процесса подготовки нефти и компримирования попутного газа в среде моделирующей программы UniSim Design.....	59
3.3 Изменения, вносимые реконструкцией, с целью утилизации ЛЖУ, обсуждение результатов	60

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
65	
4.1 Исходные данные для расчета эффективности внедрения технологии утилизации ЛЖУ на первую ступень сепарации УПН.	65
4.1.1 Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ.....	65
4.2 Расчёт сметной стоимости работ.....	67
4.2.2 Расчет затрат на материалы и комплектующие.....	67
4.2.3 Расчет затрат на оплату труда	69
4.2.4 Затраты на амортизационные отчисления	70
4.2.5 Расчет накладных расходов	71
4.3 Расчет экономической эффективности внедрения технологии утилизации ЛЖУ на первую ступень сепарации УПН	72
5. Социальная ответственность	78
5.1 Производственная безопасность	79
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	80
5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	86
5.2 Экологическая безопасность	87
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	89
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	90
Заключение	92
Список использованных источников.....	93
Приложение А.....	96

ВВЕДЕНИЕ

Энергетической стратегией России на период до 2030 года предусматривается увеличение добычи нефти до 530 - 535 млн. тонн и обеспечение коэффициента утилизации попутного нефтяного газа на уровне не ниже 95 процентов, при этом предусматривается снижение удельных потерь на предприятиях ТЭК до 2,5 %. К числу основных проблем развития нефтяного комплекса относятся нерациональное недропользование и отсутствие комплексных технологий добычи и экономически эффективной утилизации углеводородов. По минимальным оценкам в России на факелах ежегодно сжигается до 20 млрд. м попутного нефтяного газа, при этом потери легких жидких углеводородов могут составлять до 2 млн. т.

Для достижения стратегических целей развития нефтяного комплекса решаются задачи ресурсо- и энергосбережения, сокращения потерь на всех стадиях технологического процесса при подготовке, добыче, транспортировке и переработке нефти. Особо остро поставлена задача максимально полной утилизации и сбережения ресурсов попутного нефтяного газа.

Внедрение прогрессивных технологий для нефтедобывающих предприятий и в целом для экономики страны позволяет снизить нереализованный потенциал ресурсо- и энергосбережения, сократить потери легких углеводородов и повысить выход товарной нефти. Поэтому рассматриваемая и решаемая в работе проблема, являясь частью стратегических задач развития ТЭК России, является актуальной.

Решение проблемы рационального использования попутного нефтяного газа, в первую очередь должно быть направлено на частичное извлечение легких жидких углеводородов из попутного нефтяного газа с целью снижения потерь легких углеводородов и увеличения выхода нефти, вне зависимости от дальнейшего использования попутного нефтяного газа. Под легкими жидкими углеводородами (ЛЖУ) понимаются углеводороды C_4 (бутаны) и тяжелее, содержащиеся (растворенные) в газе.

Помимо поиска и определения рациональных режимов сепарации нефти при промысловой подготовке нефти должны предусматриваться дополнительные мероприятия по увеличению выхода нефти (снижению содержания ЛЖУ в газе, направляемом потребителю) - частичное извлечение ЛЖУ из попутного нефтяного газа и смешение выделяемых ЛЖУ с разгазированной нефтью при условии соблюдения требований по давлению насыщенных паров не более 66,7 кПа (в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»).

Для решения задачи по сокращению потерь легких жидких углеводородов при рассмотрении и решении проблемы рационального использования попутного нефтяного газа требуется установление требований по извлечению ЛЖУ из попутного нефтяного газа, позволяющих для нефтедобывающих предприятий обеспечить внедрение прогрессивных технологий, снижающих потери легких углеводородов и в целом повышающих выход товарной нефти.

В связи с этим, целью данной работы является снижение потерь легких углеводородов и повышение выхода товарной нефти разработкой ресурсосберегающей технологии подготовки и компримирования попутного нефтяного газа.

Объектом исследования являются системы промыслового сбора и подготовки нефти и попутного нефтяного газа, а предметом — процессы сепарации нефти, компримирования попутного нефтяного газа, выделения легких жидких углеводородов.

Основные задачи исследований:

- анализ и изучение существующих способов снижения потерь легких жидких углеводородов на нефтяных промыслах;
- моделирование процесса подготовки и перекачки нефти и попутного нефтяного газа на Северо-Останинском НГКМ в программном комплексе UniSim, создание потока ШФЛУ;

- анализ изменения свойств нефти при различных способах утилизации ШФЛУ;
- выбор оптимального способа и его обоснование.

Научная новизна выполненной работы: изучены зависимости выхода, давления насыщенных паров, плотности и других свойств товарной нефти в зависимости от способа утилизации легких жидких углеводородов (на первую, вторую, либо конечную ступень сепарации), а также с учетом свойств полученной нефти подобран наиболее эффективный способ утилизации.

Основное защищаемое положение: извлечение легких жидких углеводородов из попутного нефтяного газа и выбор технологии их утилизации на установке подготовки нефти с последующим увеличением выхода товарной нефти.

1. Основные теоретические положения процессов получения и переработки попутного нефтяного газа

1.1 Общие сведения о попутном нефтяном газе и варианты его использования

Попутный нефтяной газ (ПНГ) - это смесь углеводородных и неуглеводородных газов и паров, находящихся как в свободном, так и в растворенном состоянии, поступающих совместно с нефтью (из нефтяных добывающих скважин) на объекты обустройства нефтяных месторождений.

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 8 января 2009 года № 7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» на 2012 г. И последующие годы установлен целевой показатель сжигания на факельных установках не более 5 % от объема добытого попутного нефтяного газа и установлена плата за выбросы, образующиеся при сжигании сверх лимита. Эта мера была разработана с целью стимулировать более полное полезное использование попутного нефтяного газа в России и устранить существующее положение, при котором годовой объем сжигаемого ПНГ составляет, по различным оценкам, от 20 до 40 млрд кубометров.

Технико-технологические решения по использованию попутного нефтяного газа принимают в зависимости от величины суммарного газового фактора и объемов добываемого газа, как из нефтяного пласта, так и из газовой шапки.

Сбор, подготовка и использование попутного (растворённого) нефтяного газа считается неотъемлемой частью общей структуры обустройства месторождений, в составе проектных технологических документов на разработку нефтяных месторождений предусматривается выполнение следующих работ:

- расчет годовых объемов извлечения попутного (растворённого) нефтяного газа;

- расчет накопленной добычи газа по годам с целью выбора способа его использования;
- определение физико-химических характеристик попутного (растворённого) нефтяного газа и описание его потребительских свойств;
- определение возможных потребителей попутного (растворённого) нефтяного газа и продуктов его переработки;
- выбор оборудования и технологий по использованию попутного (растворённого) нефтяного газа;
- экологическая оценка вариантов использования попутного (растворённого) нефтяного газа;
- технико-экономические расчеты (ТЭР), обосновывающие выбор вариантов использования и достигаемый максимальный коэффициент использования попутного (растворённого) нефтяного газа.

Использование ПНГ в Западной Сибири осуществляется в двух основных направлениях: внешний транспорт потребителю (на ГПЗ, в систему ОАО «Газпром») и использование в пределах месторождения (на местные нужды, закачка в пласт, переработка в жидкие продукты). Варианты использования ПНГ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Варианты использования попутного нефтяного газа

Направление использования	Вариант
I. Закачка газа на отсроченное хранение	1. Закачка в подземное хранилище газа
	2. Организация водо-газового воздействия
	3. Организация газового воздействия
	4. Организация термоводогазового воздействия

II. Транспорт газа до потребителя	5. Транспорт газа на ГПЗ, УКПГ
III. Переработка газа	6. Переработка с получением СОГ, ШФЛУ (СОГ, СПБТ, СГБ)
IV. Транспорт в иных агрегатных состояниях	7. Сжижение газа с получением СПГ, ШФЛУ (СПГ, СПБТ, СГБ)
	8. Перевод и транспорт в газогидратной форме
V. Газохимия	9. Получение метанола
	10. Получение синтетических жидких углеводородов
VI. Выработка электроэнергии	11. Выработка электроэнергии на автономных электростанциях (АвЭС)
VII. Выработка тепловой энергии	12. Выработка тепловой энергии на котельных, печах
VIII. Выработка механической энергии	13. Выработка механической энергии для привода динамического оборудования

Вариант 1 подразумевает закачку ПНГ в пласт (временное ПХГ) на отсроченное хранение.

Варианты 2-4 подразумевают организацию водогазового, газового и термоводогазового воздействия на нефтяной пласт для повышения нефтеотдачи.

Вариант 5 подразумевает транспорт на близлежащий газоперерабатывающий завод.

Вариант 6 подразумевает переработку газа с получением сухого отбензиненного газа, сдаваемого в магистральный газопровод и широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), транспортируемой до потребителя по железной дороге или разделения ШФЛУ на смесь пропан-бутановую техническую (СПБТ), транспортируемую до потребителя по железной дороге и стабильный газовый бензин (СГБ), смешиваемого с товарной нефтью.

Вариант 7 подразумевает переработку и сжижение газа с получением сжиженного природного газа, транспортируемого в сжиженном состоянии, последующей регазификации и сдачи в магистральный газопровод и широкой фракции легких углеводородов, транспортируемой до потребителя по железной дороге или разделения ШФЛУ на смесь пропан-бутановую техническую (СПБТ), транспортируемую до потребителя по железной дороге и стабильный газовый бензин (СГБ), смешиваемого с товарной нефтью.

Вариант 8 подразумевает перевод ПНГ в газогидратную форму, транспортируемого в гидратном состоянии, последующей регазификации, осушки и сдачи потребителю.

Вариант 9 подразумевает газохимическую переработку с получением метанола, транспортируемого до потребителя по железной дороге.

Вариант 10 подразумевает газохимическую переработку с получением синтетических жидких углеводородов, смешиваемых с товарной нефтью или транспортируемых до потребителя по железной дороге.

Вариант 11 подразумевает выработку электроэнергии на газотурбинных и газопоршневых электростанциях.

Вариант 12 подразумевает выработку тепловой энергии на котельных, печах нагрева и т.п.

Вариант 13 подразумевает выработку механической энергии для привода динамического оборудования (компрессоров, насосов).

Технология подготовки попутного нефтяного газа на промыслах зависит от направления использования попутного нефтяного газа -

технических требований к товарному продукту, объемов подготавливаемого газа.

1.2 Общие сведения о легких жидких углеводородах и проблемы их использования на месторождениях

В настоящее время в процессе подготовки нефти и компримирования попутного нефтяного газа при распределении углеводородов на нефтяную и газовую фазу происходит выделение легких жидких углеводородов, которые представляют собой жидкую смесь пропана, бутана, пентанов с примесями метана, этана, гексанов, а также более тяжелых углеводородов и неуглеводородных компонентов.

В промысловой практике многих нефтегазовых предприятий ЛЖУ сбрасываются в дренажные емкости, соединенные с факельной системой низкого давления, в результате чего значительная их часть испаряется и сжигается. ЛЖУ, образовавшиеся в процессе транспорта газа, совместно с нефтяным газом направляются на газоперерабатывающие заводы (ГПЗ). В то же время прием ЛЖУ (углеводороды и вода) на ГПЗ не предусмотрен, так как в составе этой смеси могут быть остатки нефти и тяжелых углеводородов, что утяжеляет состав вырабатываемой на ГПЗ широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ). Поступающий газ на ГПЗ конденсат отделяется в приемных сепараторах и утилизируется – в основном направляется обратно нефтяным компаниям (в систему нефтесбора или дренажные емкости установок подготовки нефти).

В связи с этим необходимо законодательно закрепить понятие ЛЖУ, вырабатываемых из нефтяного газа на объектах сбора, подготовки и транспорта нефти, с приданием им статуса продукции наравне с товарной нефтью. Данное расширение номенклатуры продукции нефтегазодобывающего предприятия также обуславливает вариативность технологических решений в части направлений транспорта (сбыта) нефтяного газа и вырабатываемых из него продуктов.

Требования к попутному нефтяному газу, направляемому с промыслов на дальнейшую подготовку, отсутствуют. Таким образом, попутный нефтяной газ, являющийся одним из трех продуктов подготовки нефти на промыслах (газ, нефть и вода), не имеет требований к качеству.

В попутном нефтяном газе, направляемого с промыслов на подготовку или переработку после сепарации содержится большое количество легких жидких углеводородов (ЛЖУ), которые при извлечении из попутного нефтяного газа и смешении с разгазированной нефтью могут увеличить выход нефти при условии соблюдения требований по давлению насыщенных паров (не более 66,7 кПа).

Требованиями к попутному нефтяному газу, отделяемого после сепарации нефти и направляемого с промыслов на подготовку или переработку, должны быть:

- содержание углеводородов C4 и выше;
- содержание капельной жидкости;

в зависимости от свойств нефти:

- газовый фактор нефти;
- плотность разгазированной нефти.

В зависимости от свойств нефти также должна быть определена технология промысловой подготовки попутного нефтяного газа после сепарации нефти с целью извлечения и сохранения в нефти легких жидких углеводородов перед подачей потребителю или на дальнейшую подготовку и переработку.

1.3 Анализ существующих технологий подготовки попутного нефтяного газа с целью выделения легких жидких углеводородов

Проектирование и эксплуатация систем обустройства с учетом рационального использования ПНГ требует решения ряда задач, связанных с разработкой новых технико-технологических решений. Основные технологические модули для подготовки газа на нефтяных месторождениях,

модернизация которых осуществляется в зависимости от направления использования ПНГ:

- очистка попутно-добываемого газа от капельной жидкости;
- компримирование газов промежуточных и конечных ступеней сепарации, а также выделяющихся в аппаратах до давления I ступени сепарации;
- очистка попутно-добываемого газа от сероводорода;
- осушка попутно-добываемого газа с целью предотвращения выпадения водного конденсата в газопроводе и гидратообразования;
- отбензинивание попутно-добываемого газа с целью восстановления потенциала нефти и предотвращения выпадения углеводородного конденсата в газопроводе;
- компримирование попутно-добываемого газа до давления, необходимого для транспорта до потребителя.

Основной целью промышленной подготовки попутного нефтяного газа должно быть максимальное извлечение из попутного нефтяного газа и сохранения в нефти легких жидких углеводородов.

Известны следующие способы как заводской, так и промышленной подготовки и переработки попутного нефтяного газа [10, 11, 12, 13, 14]:

- Низкотемпературная сепарация (конденсация, ректификация);
- Абсорбция, низкотемпературная абсорбция;
- Адсорбция;
- Мембранное газоразделение;
- Компрессионный способ.

Низкотемпературная конденсация (НТК) - процесс изобарного охлаждения газа (при постоянном давлении) до температур, при которых при данном давлении появляется жидкая фаза. Разделение углеводородных газов методом НТК осуществляется путем охлаждения их до заданной температуры при постоянном давлении, сопровождающегося конденсацией извлекаемых из газов компонентов, с последующим разделением в сепараторах газовой и

жидкой фаз. Низкотемпературной сепарацией (НТС) называют процесс изоэнтальпийного или изоэнтروпийного извлечения «тяжелых» углеводородов из газа путем однократной конденсации при пониженных температурах, с последующим разделением в сепараторах газовой и жидкой фаз. Разновидность низкотемпературной конденсации - низкотемпературная ректификация (НТР), сущность которой заключается в отсутствии предварительной сепарации сконденсировавшихся углеводородов и разделении двухфазного потока в ректификационной колонне [13].

В процессе низкотемпературной сепарации (конденсации) газа охлаждение продолжают до заданной степени конденсации паровой фазы, которая определяется необходимой глубиной извлечения целевых компонентов из газа (точка росы по углеводородам, метановый индекс, низшая теплотворная способность) и достигается с помощью определенной температуры процесса охлаждения (в зависимости от состава исходного газа и давления). Эта температура достигается путем подвода расчетного количества холода нужного температурного уровня.

Одной и той же степени конденсации исходного газа (необходимой степени извлечения целевых компонентов) можно достичь различными комбинациями значений температуры и давления. С повышением давления в системе, то есть с повышением парциального давления каждого компонента, степень конденсации при постоянной температуре увеличивается и происходит процесс, аналогичный процессу изобарного охлаждения.

Степень конденсации углеводородов будет увеличиваться в случае повышения давления процесса конденсации при постоянной температуре, а также при понижении температуры процесса при постоянном давлении. При повышении давления и постоянной температуре степень конденсации будет увеличиваться с ухудшением четкости разделения углеводородов: в жидкую фазу вместе с тяжелыми компонентами переходит значительное количество легких. При понижении температуры процесса конденсации и постоянном

давлении увеличение степени конденсации сопровождается более четким разделением легких и тяжелых углеводородов [10].

На эффективность разделения углеводородных компонентов - газа и углеводородного конденсата наибольшее влияние оказывает состав исходной смеси:

1. При постоянной температуре сепарации с утяжелением состава исходной смеси повышается степень извлечения конденсатообразующих компонентов. Начиная с некоторого состава (молярная масса около 22 г/моль), утяжеление состава исходной смеси практически не влияет на увеличение степени извлечения;
2. Снижение температуры сепарации с 0 до минус 40 °С обеспечивает существенный рост извлечения конденсатообразующих компонентов из газов легкого состава (молярная масса менее 22 г/моль), влияние температуры сепарации на извлечение конденсатообразующих компонентов из жирных газов (молярная масса более 22 г/моль) незначительно [15].

Абсорбция - поглощение газов или паров из газовых (паровых) смесей жидкими поглотителями, называемыми абсорбентами за счет диффузии. Процесс абсорбции избирательный и обратимый. Каждый абсорбент обладает способностью хорошо поглощать одни компоненты газовой смеси, тогда как другие поглощаются незначительно, или совсем не поглощаются.

Процесс абсорбции основан на различии парциальных давлений поглощаемого компонента в газе и жидкости. Чем больше разность парциальных давлений компонента в газе и жидкости, тем интенсивнее поглощение (абсорбция). При уменьшении этой разницы поглощение идет менее интенсивно и совсем прекращается, когда величины парциального давления компонента в газе и жидкости станут одинаковыми. Если же парциальное давление компонента в жидкой фазе больше, чем в газовой (паровой), то происходит десорбция - процесс, обратный абсорбции. При десорбции поглощенный компонент переходит из жидкой фазы в паровую.

Переходу целевого продукта (извлеченного из газа) из жидкой в паровую фазу способствует высокая температура и низкое парциальное давление этого компонента. Высокая температура достигается предварительным нагревом насыщенного адсорбента, а низкое парциальное давление десорбируемых газов под жидкой фазой обеспечивается низким давлением и подачей отпаривающего агента (водяного пара или низкомолекулярных углеводородов).

Наиболее распространен процесс масляной абсорбции. Коэффициент извлечения пропана (считается ключевым компонентом) составляет 0,6-0,9, бутанов - 0,8-0,98, а газового бензина - 0,94-0,99. Коэффициент извлечения углеводородов зависит от давления, температуры абсорбции, предварительного насыщения адсорбента и предварительного отбензинивания сырого газа, качества адсорбента, соотношения между количествами контактирующих адсорбента и газа, от числа тарелок в абсорбере, их конструкции и скорости газа в абсорбере.

Чем выше давление в процессе абсорбции, тем при прочих равных условиях выше коэффициент извлечения пропана и более тяжелых углеводородов. Также с повышением давления возрастает растворимость метана и этана в адсорбенте, что приводит к значительным потерям тяжелых углеводородов со сбросными газами, отходящими из абсорбционно-отпарной колонны. В зависимости от состава газа на основании технико-экономических расчетов выбирают давление процесса при обеспечении необходимой степени извлечения.

При понижении температуры уменьшаются величины констант равновесия углеводородов, увеличивается фактор абсорбции и соответственно коэффициент извлечения.

Понижение средней температуры процесса абсорбции достигается охлаждением исходного газа и тощего адсорбента в водяных или воздушных теплообменниках, в рекуперативных теплообменниках (обратными потоками газа), в пропановых или аммиачных холодильниках. Процесс абсорбции, в

котором для охлаждения массообмениваемых потоков применяют специальные хладоагенты, называется низкотемпературной абсорбцией. Установка низкотемпературной абсорбции по сравнению с маслоабсорбционной установкой обладает тем преимуществом, что для обеспечения одних и тех же отборов целевых компонентов из газа требуется меньший расход абсорбента, меньшие размеры основного оборудования, меньшие расходы энергии на перекачку и нагрев абсорбента.

Лучшим среди абсорбентов будет тот, который по природе подобен разделяемому газу. Эффективность процесса определяется числом молей абсорбента, вступившего в контакт с газом. Чем меньше молекулярная масса абсорбента, тем больше его молей в единице объема, тем меньше циркуляция при одной и той же степени извлечения целевых компонентов.

На установках низкотемпературной абсорбции в качестве абсорбента часто применяют бензин, вырабатываемый из газа. Если процесс абсорбции проводят при температуре 25 - 40 °С, то в качестве абсорбента применяют керосин, газовый конденсат с молекулярной массой 135 - 140, нефть.

Рациональное давление и температуры процесса определяют расчетным путем в каждом конкретном случае [10].

Адсорбцией называют концентрирование веществ на поверхности раздела фаз или в объеме пор твердого тела. По типу сил, обуславливающих адсорбцию, все адсорбционные явления можно разбить на две основные группы: физическую адсорбцию, и сорбцию, основанную на силах химического взаимодействия, или хемосорбцию. Физическая адсорбция вызывается силами молекулярного взаимодействия. Адсорбция является процессом самопроизвольным и экзотермическим, т.е. протекание сопровождается выделением тепла [16].

Извлечение целевых компонентов основано на способности твердых тел определенной структуры поглощать целевые компоненты при низкой температуре и выделять их при высокой [11].

Процесс адсорбции применяют для отбензинивания газов (выделения углеводородов C_5+), при этом в качестве адсорбентов используют активированные гранулированные угли и силикагели. Повышение давления процесса адсорбции приводит к увеличению емкости адсорбента, с ростом температуры поглотительная способность адсорбента уменьшается. Адсорбционные установки для отбензинивания газа могут быть периодического (в аппаратах с неподвижным слоем адсорбента) и непрерывного действия (в аппаратах с движущимся слоем адсорбента). Наибольшее распространение получили установки периодического действия, работающие по четырехстадийному циклу: адсорбция, десорбция, сушка, охлаждение [10]. Непрерывные процессы не получили широкого распространения из-за сложности аппаратного и технологического оформления [11].

Газ, содержащий углеводороды C_5+ , проходит снизу вверх через слой адсорбента. При этом первые порции газа поглощаются полностью, затем по мере прохождения все новых и новых порций газа высококипящие углеводороды вытесняют низкокипящие (метан, этан). Зона насыщения высококипящими углеводородами с течением времени расширяется, поднимаясь вверх. В то же время зона низкокипящих (низкомолекулярных) углеводородов, перемещаясь вверх, постепенно сужается. Сначала из адсорбента метан, затем этан, после него пропан и, наконец, бутаны. Полноту адсорбции определяют по резкому увеличению («проскоку») концентрации пентанов в отходящем отбензиненном газе.

Адсорбционные установки периодического действия в зависимости от назначения и применяемого адсорбента подразделяются на две основные группы. В первую входят углеадсорбционные установки, в которых процесс извлечения из газа высококипящих углеводородов C_3+ _{высшис}, и для десорбции применяют острый или перегретый водяной пар. Во вторую группу входят установки, в которых в качестве адсорбента используют силикагель и осуществляется одновременно осушка газа (главный процесс) и извлечение из

него высококипящих углеводов (побочный процесс). Для десорбции углеводов и влаги в этом случае применяют нагретый газ, и процесс состоит из трех стадий: адсорбции, десорбции и охлаждения [10].

Мембранное газоразделение. Мембрана (полупроницаемая мембрана) - перегородка, обладающая свойством пропускать преимущественно определенные компоненты газовых или жидких смесей. Это свойство обусловлено различием в одном или нескольких параметрах компонентов смесей - молекулярной массе, размере, форме частиц, электрическом заряде, растворимости, скорости диффузии и др.

Процесс разделения смесей мембранным методом происходит в потоке вещества, движущегося вдоль разделительной мембраны. Отдельные частицы исходной смеси проникают через разделительную мембрану, при этом возрастает концентрация веществ, остающихся в потоке. За счет градиента гидростатического давления концентрация мелких частиц, проходящих через мембрану, возрастает в пермеате (фильтрате), а крупные частицы исходного раствора образуют транзит (концентрат).

Движущей силой разделения смесей в основном является избыточное давление со стороны исходного потока или градиент концентрации разделяемых веществ [17], также может быть градиентом электрического потенциала или температуры. В роли феноменологического коэффициента, связывающего потоки и силы, выступают коэффициент диффузии (закон Фика), коэффициент проницаемости (закон Дарси), коэффициент теплопроводности (закон Фурье), кинематическая вязкость (закон Ньютона) и удельная электропроводность (закон Ома).

К промышленным мембранным процессам относятся микрофильтрация, ультрафильтрация и обратный осмос. Другие мембранные процессы - электродиализ и газоразделение [18].

Процесс мембранного разделения протекает без изменения фазового состояния разделяемой смеси при неизменной температуре, смесь не подвергается химическому воздействию, такая технология разделения

обеспечивает низкие энергетические затраты, простоту и компактность оборудования.

При применении мембранной технологии образуется обогащенный «тяжелыми» углеводородами поток газа, который необходимо сжигать, что является существенным недостатком данной технологии.

В настоящее время для разделения углеводородов попутного нефтяного и природного газов предлагается полимерная мембрана, разработанная и внедряемая компанией ГРАСИС. Данная полимерная мембрана предназначена для регулирования точки росы природного газа, подготовка топливного газа перед генераторами электроэнергии, а также выделение углеводородов из сбросных потоков нефтехимии и нефтепереработки и обладает следующими свойствами и преимуществами:

- Половолоконная конфигурация;
- Концентрирование наиболее легко конденсирующихся компонентов в пермеате (т.е. зоне низкого давления), что исключает вероятность их конденсации в объеме мембранной установки;
- Метан является одним из наименее проникающих компонентов, что позволяет получать подготовленный газ (топливный, либо для транспортировки) с давлением на 0,1-0,3 МПа ниже исходного;
- Химическая и эксплуатационная устойчивость к воздействию всех компонентов попутного нефтяного газа (особенно C₆+ и сернистые соединения) [19].

По проведенным пилотным испытаниям мембранной установки ЗАО «Грасис» на Ключевской УПГ ООО «РН-Краснодарнефтегаз» сделана рекомендация для опытно-промышленного внедрения [20]. Данные пилотные испытания технологии мембранного разделения попутного нефтяного газа проведены впервые в России, однако информация об испытаниях скудна и не позволяет сделать полноценных выводов об использовании мембранной технологии для разделения попутного нефтяного газа.

Применительно для разделения попутного нефтяного газа мембраной, автор предполагает наличие эффекта пластификации мембраны под действием капельной жидкости (аэрозоль нефти) и отложения солей, что предопределяет применение данной мембраны только для природного газа. Для применения мембранной технологии разделения попутного нефтяного газа необходимы опытно-промышленные исследования, проведение которых выявит все преимущества и недостатки данной технологии.

Компрессионный способ отбензинивания заключается в постепенном сжатии газа и конденсации углеводородов при охлаждении газа до температуры окружающей среды в воздушных холодильниках. Данный способ [12] не обеспечивает высокие отборы углеводородов из газа и применяется для газов, содержащих значительное количество тяжелых углеводородов и незначительное количество азота.

Учитывая все особенности данных процессов подготовки и переработки газа, а также цель промысловой подготовки попутного нефтяного газа перед подачей потребителю - максимальное извлечение легких жидких углеводородов и сохранение их в нефти при соблюдении требований к товарной нефти в части давления насыщенных паров - не более 66,7 кПа, автором рекомендуется рассматривать следующие процессы:

- компрессионный способ;
- способ низкотемпературной конденсации;
- сочетание данных способов.

Условия применения каждого способа в зависимости от состава и свойств попутного нефтяного газа и нефти рассмотрены в разделе 3.

1.4 Давление насыщенных паров нефти

Одним из наиболее важных параметров нефти при подготовке на промысле является давление насыщенного пара. Пар называется насыщенным, когда число молекул, переходящих из жидкости в пар, равно числу молекул, совершающих обратный переход. В этом случае в паре

устанавливается вполне определенное при данной температуре давление, называемое давлением насыщенного пара.

Давлением насыщенного пара (ДНП) называют давление, создаваемое парами данного вещества, находящимися в равновесном с жидкой фазой состоянии при определенной постоянной температуре. Давление насыщенных паров создается тепловым движением молекул вещества в паровой фазе при определенной температуре. Давление насыщенных паров вещества – функция температуры. При повышении температуры жидкости давление увеличивается за счет перехода части жидкости в парообразное состояние. С переходом всей жидкости в парообразное состояние давление повышается.

Если давление насыщенного пара равно давлению системы, то соответствующая температура, при которой это равенство имеет место, называется температурой кипения вещества. В частности, если ДНП равно нормальному атмосферному давлению, то температуру, при которой это давление достигается, называют нормальной температурой кипения.

Кипение в жидкости наступает, когда температура становится выше, чем температура кипения при данном давлении, или вследствие понижения давления до значений, меньших давления насыщенного пара при данной температуре. Кипение, возникающее в движущейся жидкости вследствие местных понижений давления до давления насыщенного пара, называется кавитацией.

Для того, чтобы перевести ненасыщенный пар в насыщенный, его надо охладить до точки росы.

Благодаря тепловому движению молекул газ (или жидкость) оказывает давление на стенки заключающего его сосуда. Молекулы газа, сталкиваясь со стенками сосуда, передают им некоторый импульс, изменение же импульса тела (за 1 с) определяет действующую на него силу.

Если отнести силу, действующую со стороны газа (или жидкости), к единице поверхности стенки, то получим давление p , оказываемое на стенки сосуда. Давление – это скалярная величина, имеющая размерность напряжения:

$$[p] = \frac{[\Delta P]}{[\Delta s]} = \frac{[\text{сила}]}{[\text{площадь}]};$$

$$[p] = 1 \frac{\text{Н}}{\text{м}^2} = 1 \text{ Па} = 10^{-6} \cdot \text{МПа}.$$

В общем случае ДНП чистого химического вещества (например, углеводорода) зависит от двух параметров: нормальной температуры кипения этого вещества (физическая константа вещества) и температуры, при которой определяется ДНП (рабочая температура) (табл. 2).

Таблица 2 - Давление насыщенных паров алканов

	Давление, МПа								
	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	<i>i</i> -C ₄ H ₁₀	C ₄ H ₁₀	<i>i</i> -C ₅ H ₁₂	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	C ₇ H ₁₆	C ₈ H ₁₈
-10	1,786	0,332	0,105	0,087	–	–	–	–	–
-5	2,040	0,392	0,125	0,082	0,041	–	–	–	–
0	2,308	0,448	0,150	0,100	0,033	0,023	0,003	–	–
5	2,502	0,332	0,179	0,121	0,051	0,029	–	–	–
10	2,922	0,617	0,211	0,143	0,075	0,036	0,010	0,003	0,001
15	3,253	0,711	0,247	0,171	0,062	0,046	0,012	0,004	–
20	3,672	0,817	0,289	0,197	0,105	0,055	0,016	0,005	0,002
25	4,051	0,934	0,334	0,238	0,089	0,066	0,020	0,005	–
30	4,504	1,050	0,386	0,274	0,145	0,079	0,024	0,008	0,003
35	4,795	1,204	0,443	0,318	0,125	0,084	–	0,010	–
40	–	1,353	0,508	0,365	–	0,112	0,037	0,012	0,004
45	–	1,527	0,579	0,420	0,171	0,131	0,040	0,015	–

Для жидкостей сложного состава, таких как нефть, нефтяные фракции, нефтепродукты, ДНП при определенной температуре является сложной функцией

состава и зависит от объема пространства, в котором находится паровая фаза. Поэтому для получения сопоставимых результатов экспериментальные определения необходимо проводить при стандартной температуре и постоянном соотношении объемов паровой и жидкой фаз.

Давления насыщенных паров воды, легкой нефти, бензина и глинистого раствора при разных температурах приведены в табл. 3.

Таблица 3 - Давления насыщенных паров некоторых жидкостей, Па

Жидкость	Температура, °С					
	0	20	40	60	80	100
Вода	613	2332	7350	19894	47334	101325
Нефть	3430	7840	13720	37240	85260	–
Бензин	6468	10682	22538	–	–	–
Глинистый раствор	–	3136	8320	–	–	–

После прохождения процессов промысловой подготовки нефть должна удовлетворять требованиям по качеству для транспорта по магистральным нефтепроводам, в том числе по величине ДНП (табл. 4).

Для нефтяных фракций и нефтепродуктов значение ДНП является важной характеристикой, необходимой для многих технологических расчетов и определяющей эксплуатационные свойства нефтепродуктов (топлив, масел, растворителей).

Таблица 4 - Требования к качеству нефти по ГОСТ Р 51858-2002

Показатель	Группа нефти		
	1	2	3
Массовая доля воды, %, не более	0,5	0,5	1,0
Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	300	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05		
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7(500)		

Содержание хлорорганических соединений, млн ⁻¹ (ppm)	Не нормируется. Определение обязательно
---	---

1.5 Технологические решения по подготовке нефтяного газа и использованию легких жидких углеводородов

Помимо поиска и определения рациональных режимов сепарации нефти при промысловой подготовке нефти должны предусматриваться дополнительные мероприятия по увеличению выхода нефти (снижению содержания легких жидких углеводородов ЛЖУ в газе, направляемом потребителю).

Дополнительные мероприятия по снижению содержания ЛЖУ в газе, направляемом потребителю, должны быть направлены на частичное извлечение ЛЖУ из попутного нефтяного газа и смешение выделяемых ЛЖУ с разгазированной нефтью при условии соблюдения требований по давлению насыщенных паров (не более 66,7 кПа).

Частичное извлечение ЛЖУ из попутного нефтяного газа рекомендуется осуществлять методом низкотемпературной конденсации при неглубоком охлаждении - до температуры не менее плюс 5 °С.

В используемом до настоящего времени при проектировании обустройства нефтяных месторождений документе - ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений» единственным способом извлечения углеводородов при подготовке газа к транспорту определен способ низкотемпературной конденсации. Выделившийся при подготовке газа углеводородный конденсат следует направлять в товарную нефть, если это не приводит к увеличению давления насыщенных паров сверх нормативного, или в нефть перед первой ступенью сепарации. Низкотемпературная конденсация (НТК) - процесс изобарного охлаждения газа (при постоянном давлении) до температур, при которых при данном давлении появляется жидкая фаза. Разделение углеводородных газов методом

НТК осуществляется путем охлаждения их до заданной температуры при постоянном давлении, сопровождающегося конденсацией извлекаемых из газов компонентов, с последующим разделением в сепараторах газовой и жидкой фаз [15].

При охлаждении газа до температур ниже 0 °С с подачей выделяемых легких жидких углеводородов в процесс промышленной подготовки нефти попутный нефтяной газ обогащается углеводородами C₃-C₄, что приводит к росту давления на последних ступенях сепарации и превышению давления насыщенных паров нефти выше требуемого значения. Для обеспечения процесса сепарации в данном случае ЛЖУ необходимо выводить из процесса.

Описанные в ВНТП 3-85 процессы промышленной подготовки попутного нефтяного газа (абсорбция и низкотемпературная конденсация) на Центральных пунктах сбора (ЦПС) не исключают применения в составе ЦПС других процессов извлечения ЛЖУ. По мнению автора, назрела необходимость разработки нормативных документов, устанавливающих правила проектирования систем подготовки ПНГ к транспорту и правила проектирования установок низкотемпературной конденсации ПНГ в составе объектов подготовки нефти с одновременной разработкой требований к легким углеводородным жидкостям, вырабатываемым из ПНГ как товарного продукта.

Ниже приведены технологические варианты обработки ПНГ на объектах подготовки нефти, которые могут быть использованы при разработке новых нормативных документов.

При использовании метода низкотемпературной конденсации при неглубоком охлаждении до температуры не менее плюс 5 °С рассматриваются два варианта по снижению содержания ЛЖУ в попутном нефтяном газе и смешению выделяемых ЛЖУ с разгазированной нефтью:

- охлаждение компримированного газа промежуточного и конечного сепараторов от температуры плюс 40 °С до температуры плюс 5 °С (рис. 1);

- охлаждение газа всех ступеней separации от температуры плюс 40 °С до температуры плюс 5 °С (рис. 2).

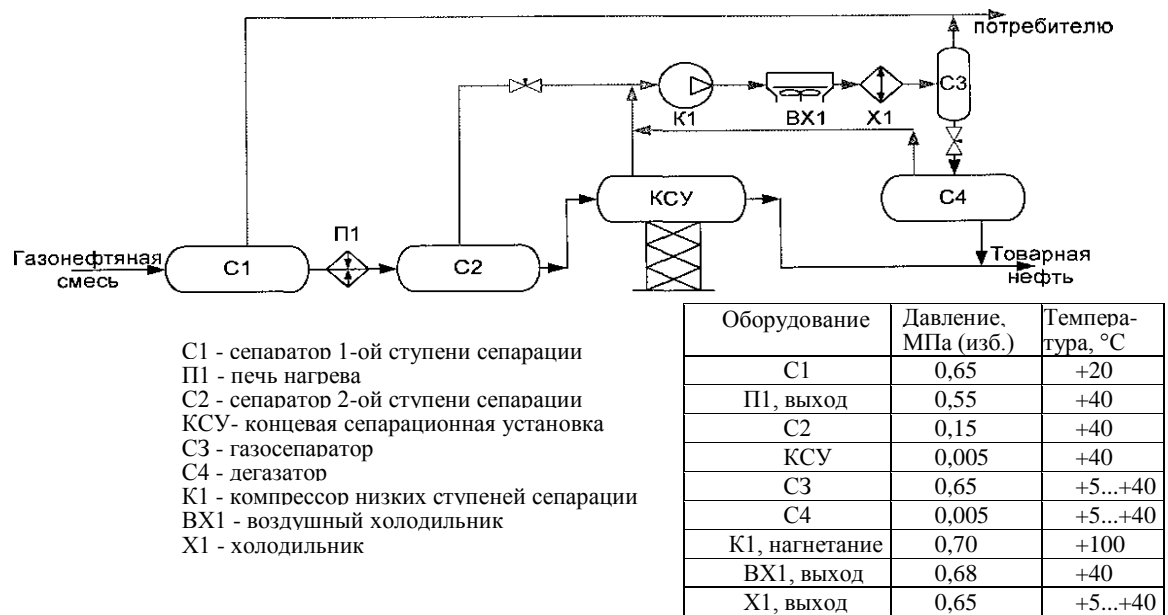


Рисунок 1 - Принципиальная технологическая схема варианта 1 снижения содержания ЛЖУ в ПНГ: охлаждение компримированного газа промежуточного и конечного сепараторов

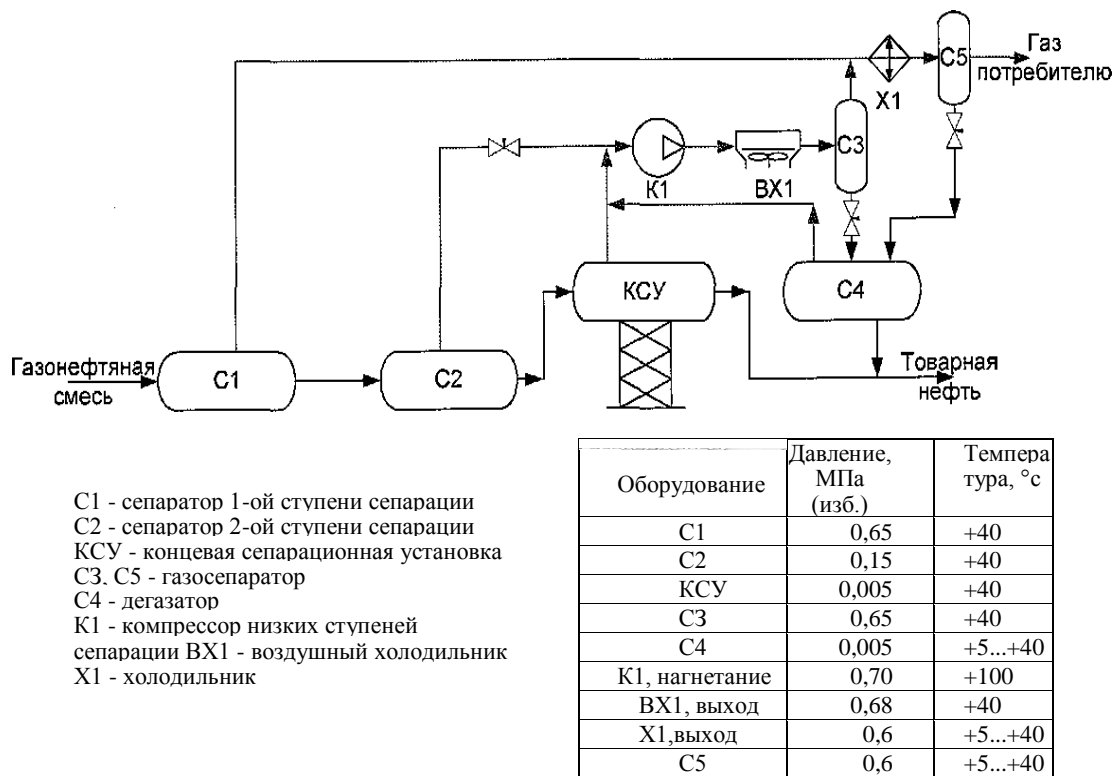


Рисунок 2 - Принципиальная технологическая схема варианта 2 снижения содержания ЛЖУ в ПНГ: охлаждение газа всех ступеней separации

Описание схемы (линии газа) по варианту 1 (рис. 1). Газ из промежуточного С2 и конечного сепараторов КСУ сжимается в компрессоре К1 до давления 0,7 МПа (изб.) и направляется в аппарат воздушного охлаждения ВХ1, где охлаждается до температуры плюс 40 °С. Далее газ охлаждается в холодильной машине Х1 до температуры плюс 5 °С. Выделившаяся в результате охлаждения жидкость (водный конденсат и ЛЖУ) отделяется в сепараторе С3, далее жидкость дросселируется до атмосферного давления и поступает в дегазатор С4, в котором происходит стабилизация углеводородного конденсата. Углеводородный конденсат из дегазатор С4 смешивается с товарной нефтью. Газ из сепаратора С3 смешивается с газом первой ступени сепарации и направляется потребителю. Газ из сепаратора С4 направляется на прием компрессора К1.

Описание схемы (линии газа) по варианту 2 (рис. 2).

Газ из промежуточного С2 и конечного сепараторов КСУ сжимается в компрессоре К1 до давления 0,7 МПа (изб.) и направляется в аппарат воздушного охлаждения ВХ1, где охлаждается до температуры плюс 40 °С. Выделившаяся в результате охлаждения жидкость (водный конденсат и ЛЖУ) отделяется в сепараторе С3, далее жидкость дросселируется до атмосферного давления и поступает в дегазатор С4, в котором происходит стабилизация углеводородного конденсата. Газ из сепаратора С3 смешивается с газом первой ступени сепарации и далее охлаждается в холодильной машине Х1 до температуры плюс 5 °С. Выделившаяся в результате охлаждения жидкость отделяется в сепараторе С5, далее жидкость дросселируется до атмосферного давления и поступает в дегазатор С4. Углеводородный конденсат из дегазатора С4 смешивается с товарной нефтью. Газ из сепаратора С5 направляется потребителю. Газ из дегазатора С4 направляется на прием компрессора К1.

Смешение легких жидких углеводородов, выделенных путем охлаждения газа, с товарной нефтью позволяет увеличить выход последней, однако требует стабилизации (дегазации) ЛЖУ перед введением в товарную

нефть. Это обстоятельство обуславливает увеличение объема компримируемого низконапорного газа (рис. 1 и 2).

Существует несколько решений подачи выделяемых в результате низкотемпературной конденсации легких жидких углеводородов в технологический процесс. При проектировании для определения точки подачи легких жидких углеводородов в процесс с максимальным выходом нефти должны быть произведены расчеты фазового равновесия, например, при подаче ЛЖУ в следующие узлы технологического процесса:

- первая ступень сепарации;
- вторая ступень сепарации;
- КСУ;
- резервуар товарной нефти после разгазирования в отдельном сепараторе при атмосферном давлении.

Результаты расчетов увеличения выхода нефти при подаче ЛЖУ в различные узлы технологического процесса при охлаждении компримированного газа промежуточного и конечного сепараторов от температуры плюс 40 °С до температуры плюс 5 °С на примере нефтей Салымской группы месторождений приведены в таблице 5.

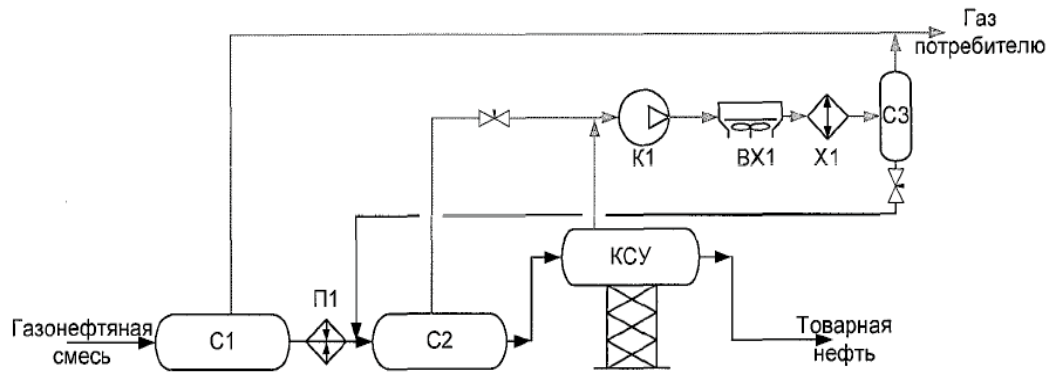
Таблица 5 – Результаты расчетов увеличения выхода нефти при подаче ЛЖУ в различные узлы технологического процесса

Точка подачи	Увеличение выхода товарной нефти, % масс.	ДНП товарной нефти после смешения с конденсатом, кПа
Без подачи легких жидких углеводородов	0	58,40
1 -ая ступень сепарации	0,50	63,56

2-ая ступень сепарации	0,58	65,57
КСУ	0,47	63,81
РВС товарной нефти после разгазирования	0,55	65,77

Расчеты показывают (табл. 5), что выделяемые ЛЖУ при компримировании и охлаждении рациональнее подавать на вторую ступень сепарации, при этом увеличения производительности компрессорной станции низких ступеней сепарации не происходит. Давление насыщенных паров нефти при добавлении ЛЖУ, выделенных в результате охлаждения газа во всех вариантах соответствует требованию ГОСТ 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» - 66,7 кПа.

На основании заключения о рациональности подготовки низконапорного газа 2-ой и 3-ей ступеней сепарации и подаче выделяемых легких жидких углеводородов на вторую ступень сепарации нефти, разработана принципиальная технологическая схема сепарации нефти и выделения ЛЖУ из попутного нефтяного газа, обеспечивающая максимальное сохранение ЛЖУ в нефти. Принципиальная технологическая схема приведена на рисунке 3.



- С1 - сепаратор 1-ой ступени сепарации
 П1 - печь нагрева
 С2 - сепаратор 2-ой ступени сепарации
 КСУ - конечная сепарационная установка
 С3 - газосепаратор
 К1 - компрессор низких ступеней сепарации
 ВХ1 - воздушный холодильник
 Х1 - холодильник

Оборудование	Давление, МПа (изб.)	Температура, °С
С1	0,65	+20
П1, выход	0,55	+40
С2	0,15	+40
КСУ	0,005	+40
С3	0,65	+5
К1, нагнетание	0,70	+100
ВХ1, выход	0,68	+40
Х1, выход	0,65	+5

Рисунок 3 - Принципиальная технологическая схема сепарации нефти и выделения ЛЖУ из попутного нефтяного газа, обеспечивающая максимальное сохранение ЛЖУ в нефти

Описание линии газа и ЛЖУ технологической схемы (рис. 3). Газ из промежуточного С2 и конечного сепараторов КСУ сжимается в компрессоре К1 до давления 0,7 МПа (изб.) и направляется в аппарат воздушного охлаждения ВХ1, где охлаждается до температуры плюс 40 °С. Далее газ охлаждается в холодильной машине Х1 до температуры плюс 5 °С. Выделившаяся в результате охлаждения жидкость (водный конденсат и легкие жидкие углеводороды) отделяется в сепараторе С3, далее жидкость дросселируется и поступает в промежуточный сепаратор С2. Газ из сепаратора С3 смешивается с газом первой ступени сепарации и направляется потребителю.

2. Объект и методы исследования

2.1 Характеристика объекта исследования

Северо-Останинское нефтяное месторождение находится в юго-западной части Парабельского района Томской области в ~40 км на северо-запад от поселка Кедровый. Месторождение расположено в междуречье рек Чижалка – Чузик, вдали от автомобильных дорог и коммуникаций магистрального транспорта.

Район строительства характеризуется болотистой местностью, суровой продолжительной зимой (температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 составляет минус 41°С) и непродолжительным летом. Разведка месторождения не закончена, отсутствует достаточный объем исходных данных для уточнения запасов нефти и составления технологической схемы разработки.

По состоянию на 01.04.2018г. на месторождении пробурены 17 разведочных скважин. Из них 3 – продуктивные. Нефтеносный пласт – М. Средняя глубина залегания – 2684,6 м. Отмечается наличие скважин с высоким (до 1000 куб. м./т) газосодержанием нефти.

Мощность УПН составляет:

по товарной нефти	– 2056 тыс.т/год
по газу	– 184 млн. куб. м./год

На УПН последовательно проводятся следующие технологические операции:

- прием нефтегазоводяной смеси;
- сепарация нефти в две ступени;
- обезвоживание и обессоливание, предварительно обезвоженной нефти в газонасыщенном состоянии с последующей ее сепарацией на концевой ступени;
- компримирование попутного нефтяного газа в межпромысловый газопровод;
- подготовка и откачка широкой фракции легких углеводородов;

- сжигание аварийных сбросов на факеле высокого и низкого давления;
- прием и учет товарной нефти;
- подача товарной нефти в промысловый нефтепровод.

Для проведения вышеназванных операций предусмотрен следующий состав сооружений УПН:

- площадка подключения нефти с блоком реагентов;
- технологическая площадка в составе:
 - 1) сепарационная установка;
 - 2) отстойник нефти и концевой сепаратор.
- площадка газосепараторов;
- площадка подогревателей;
- насосная внутренней и внешней перекачки с узлом учета нефти;
- резервуарный парк;
- факельное хозяйство;
- блок УПТГ;
- насосная метанола с расходными резервуарами метанола;
- площадка подключения газа с входными газосепараторами и свечой рассеивания;
- энергокомплекс с газотурбинными электростанциями мощностью по 2,5 МВт (4 шт. из них 2 шт. с утилизаторами тепла) с ДЭС и ЗРУ-6 кВ, блоком маслохозяйства и операторной, дожимной компрессорной станцией
- дренажные и аварийные емкости;
- площадка отстойников воды;
- стояк наливной.

Степень подготовки нефти на УПН соответствует требованиям ГОСТ Р 51858-2002.

2.2 Состав и свойства пластовых продуктов Северо-Останинского месторождения

В таблице 6 приведены параметры, характеризующие основные физико-химические показатели готовой продукции.

Таблица 6 – Параметры разгазированной нефти Северо-Останинского месторождения

Параметры	Единицы измерения	Результат
Удельный вес		0,804
Плотность при 20°C,	Кг/м ³	766,7
Вязкость, при 20°C	мПа*с	4,245
Вязкость, при 50°C	мПа*с	1,425
Температура застывания	°С	-45
Температура вспышки	°С	-34
Объемная доля воды	%	30
Молекулярная масса		159,5
Массовое содержание, %		
мех.примесей		0,07
серы		0,075
парафинов		1,4
смола силикагелевых		2,19
асфальтенов		0,11
Газосодержание	м ³ /м ³	199,48
Вязкость сепарированной нефти	мм ² /с	6,62
Плотность попутного газа	кг/м ³	1,258
Фракционный состав (объем выкипающ.)	%	
НК, °С	%	67,5
- до 150°C (153°C)	%	33
- до 200°C (186°C)	%	46
- до 250°C (224°C)	%	56
- до 270°C (294°C)	%	61,5
- до 300°C (300°C)	%	66,5
остаток	%	33,5

Таблица 7 - Компонентный состав нефти и пластового газа Северо-Останинское месторождение

Наименование параметра	Пласт М				
	при однократ. разгазировании пластовой нефти в ст. условиях		при дифференциальном разгазировании пл. нефти в рабочих усл.:		Пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
Молярная концентрация, %:					
Сероводород	-	-	-	-	-
Двуокись углерода	1.27	-	1.31	0.02	0.69
Азот+редкие	0.52	-	0.54	0	0.28
в т. ч. гелий	-	-	-	-	-
Метан	78.52	0.2	82.65	0.12	42.79
Этан	6.06	0.19	6.17	0.39	3.38
Пропан	6.51	0.81	5.49	2.21	3.91
Изобутан	2.78	1.15	1.36	2.76	2.03
Норм. бутан	2.27	0.6	1.29	1.75	1.51
Изопентан	1.08	2.06	0.37	2.78	1.53
Норм. пентан	0.73	2.23	0.43	2.47	1.42
Гексаны+остаток	0.26	92.76	0.39	87.5	42.46
Гептаны	-	-	-	-	-
Октаны	-	-	-	-	-
остаток C9+	-	-	-	-	-
молекулярная масса	22.4	243	20.72	224.21	247.4
Плотность газа, кг/м ³	0.934	-	0.861	-	-
Плотность нефти кг/м ³	-	856.8	-	850.8	706.9

2.3 Схема установки подготовки нефти и сопутствующих установок на месторождении

Схема подготовки нефти, представленная на рисунке 4, является достаточно распространенной во многих компаниях. Она насыщена по своей функциональности и соответствует общим требованиям современной подготовки нефти и отделения попутного газа.

На ней блоками представлены все технологические объекты, входящие в замкнутую цепочку подготовки и транспортировки скважинной продукции, присутствуют направления основных потоков, которые выделены в соответствующий цвет и дают общие представления о технологическом процессе.

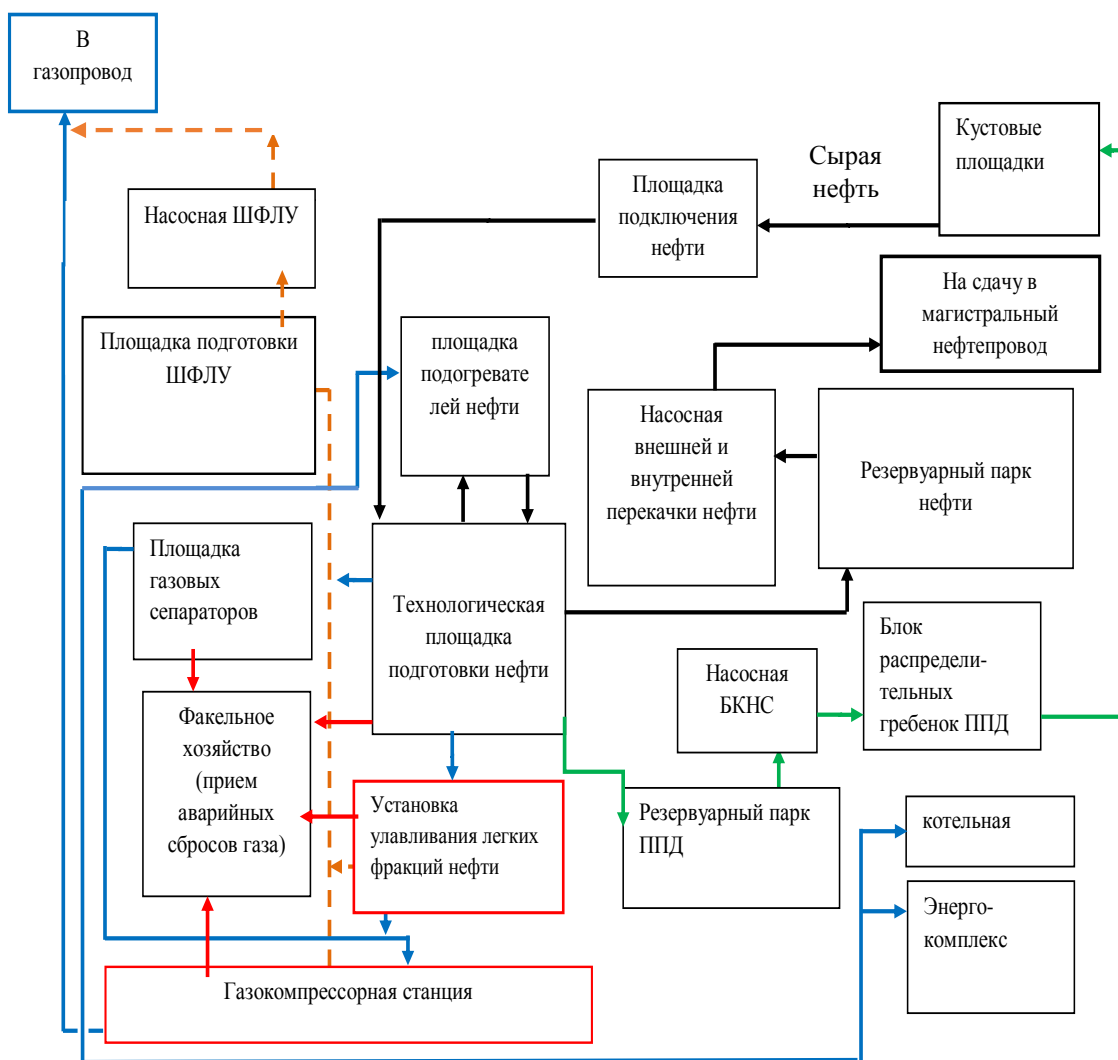


Рисунок 4 - Принципиальная схема подготовки нефти

- Нефть, жидкость;
- Газ;
- Подтоварная вода, отделяемая от жидкости;

- Аварийные сбросы газа при остановке оборудования, или превышении давления выше нормы;
- Химические реагенты, пресная вода, конденсат;
- Масло (присутствует на схеме УУЛФ - смазка компрессора).

2.4 Площадка подключения нефти

Площадка подключения нефти - первый узел, на котором соединяется вся продукция скважин с разных кустовых площадок. На каждом трубопроводе, каждого участка имеется собственная запорная арматура, позволяющая произвести отключение необходимого трубопровода. Имеется блок подачи деэмульгатора и ингибитора коррозии и парафиноотложения (рис. 5).

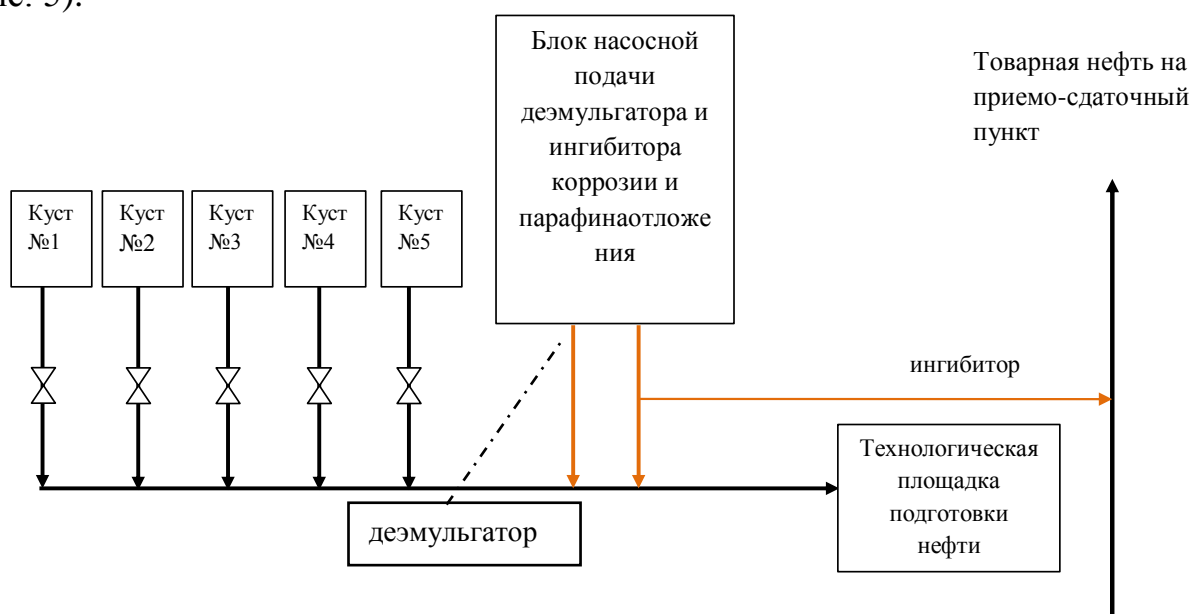


Рисунок 5 - Площадка подключения нефти

Подача ингибитора коррозии может осуществляться не только в сырую нефть, но и в товарную: через площадку подключения проходит нефтепровод готовой продукции. Деэмульгатор подается в сырую жидкость.

После площадки подключения, объединенная жидкость по трубопроводу поступает на технологическую площадку.

Технологическая площадка, представленная на рисунке 6. В ее состав входят три ступени сепарации (С-1, С-2, КС-1). Площадка отстаивания и обессоливания нефти (ОН-1).

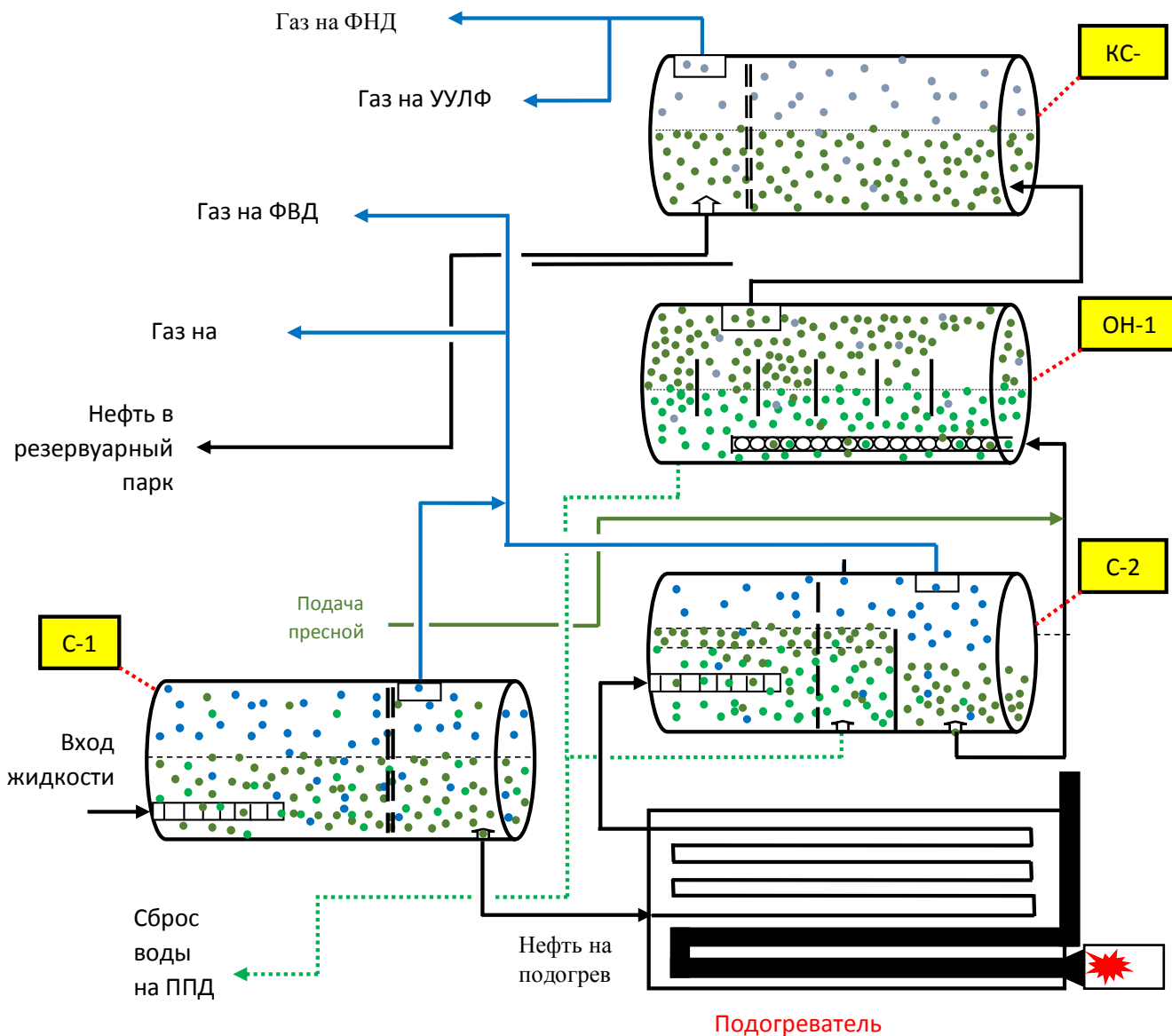


Рисунок 6 - Технологическая площадка подготовки нефти

2.5 Технологическая площадка подготовки нефти

Первым аппаратом на технологической площадке является сепаратор С-1. Он является двухфазным: газ - жидкость. Основная его роль - отделение основного количества газа для облегчения работы других аппаратов и возможности разделения жидкости на ее основные составляющие.

С-1: Сосуд, работающий под избыточным давлением, примерно 0,52-0,58 МПа при температуре жидкости кустовых площадок 5-23°C.

Жидкость, попадая в С-1, проходит через рассекающее устройство перфорированного типа, после чего заполняет свободное пространство.

Внутри сепаратора имеется успокоительная перегородка, которая способствует лучшему разделению фаз и более плавному процессу стабилизации жидкости.

Уровень жидкости поддерживается примерно на 50% от общего объема, что позволяет создавать максимально широкое зеркало для более полного отделения газа. Данный уровень поддерживается за счет работы электроприводного клапана, который находится на линии выхода жидкости из аппарата. На этой же линии перед выходом, внутри аппарата имеется воронкогаситель.

Верхнюю половину С-1 занимает газ. Давление в аппарате поддерживается за счет электроприводного клапана, расположенного на линии выхода газа из сепаратора. Сепаратор С-1 снабжен предохранительными клапанами от повышения давления выше установочного, датчиками температур и давления, уровнемерами, манометрами и термометрами прямого действия, подключен к дренажной системе на случай необходимости опорожнения.

После сепаратора С-1 жидкость направляется на подогрев в печах (путевых подогревателях нефти). Газ направляется на дополнительную очистку в газовых сепараторах.

В печах жидкость подогревается до 55-58 °С, что способствует ее более лучшему разделению на второй ступени сепарации, так как деэмульгатор интенсивнее действует именно в нагретой среде. Кроме того, повышение температуры дает большее отделение газа.

Вторая ступень сепарации. В ее роли выступает С-2. Сепаратор С-2 представляет собой горизонтальный сосуд трехфазного разделения. Главное его отличие от С-1 это присутствие внутри перегородки, разделяющей его на две половины. Первая- технологическая и вторая-буферная.

Жидкость в С-2 поступает в подогретом состоянии от С-1, пройдя через печи.

При входе в сепаратор происходит равномерное распределение и расслоение нефти и воды в технологическом отсеке. По мере набора уровня до

верхней границы перегородки, нефть перетекает в Буферный отсек, где поддерживается заданный уровень нефти под действием электроприводного клапана. Далее нефть поступает в отстойник нефти.

Подтоварная вода, накопившаяся в технологическом отсеке, сбрасывается в резервуары ППД при помощи клапана. Этот клапан поддерживает заданный уровень воды в технологическом отсеке, тем самым не давая сбрасываться нефти.

Поддерживаемый уровень воды в технологической ванне называется водяной подушкой. Эта подушка необходима для лучшего разделения воды и нефти. Газ в сепараторе С-2 занимает верхнее пространство и отводится на газовые сепараторы для полной очистки. Давление поддерживается при помощи клапана, находящегося на линии выхода газа. Температура в сепараторе может достигать 50-54°C за счет подогрева в печах.

Сепаратор С-2 снабжен предохранительными клапанами от повышения давления выше установочного, датчиками температур и давления, уровнемерами, манометрами и термометрами прямого действия, подключен к дренажной системе на случай необходимости опорожнения.

Нефть выходит из аппарата и направляется на дополнительное отстаивание и обессоливание в отстойнике нефти (ОН-1).

Нефть поступает в отстойник нефти от сепаратора С-2 через распределительный патрубок, находящийся внутри ОН-1.

Данный патрубок позволяет нефти достаточно свободно и не принужденно занять все пространство аппарата, при этом, не нарушая внутреннего покоя.

Нижняя часть отстойника нефти заполняется пресной водой, после чего подается нефть с С-2 под слой воды.

Главное отличие ОН-1 заключается в том, что он полностью заполнен жидкостью, и вытеснение нефти идет через верхний патрубок, где у других аппаратов, как правило, вытесняется газовая фаза. Отвод избытков воды производится в резервуарный парк системы ППД.

ОН-1 снабжен предохранительными клапанами от повышения давления выше установочного, датчиками температур и давления, уровнемерами, манометрами и термометрами прямого действия, подключен к дренажной системе на случай необходимости опорожнения.

После того как нефть определенное время пробудет в ОН-1, она должна пройти конечную сепарацию до требуемых параметров Госта ДНП.

С этой целью нефть под давлением предыдущих ступеней сепарации поступает в концевой сепаратор (КС-1), который расположен выше остальных на высоте примерно тринадцати метров. Необходимость такой высоты обусловлена тем, что после отделения остаточного газа в КС-1 нефть просто не имеет давления, позволяющего транспортировать ее в резервуарный парк.

Уровень в КС-1 поддерживается электроприводным клапаном на выходе нефти. Давление в сепараторе минимальное, примерно 10-15 кПа, остаточный попутный нефтяной газ направлен на установку улавливания легких фракций нефти (УУЛФ), для дальнейшего компремирования в общий поток газа на газокompрессорную станцию.

При любой остановке УУЛФ на КС-1 открывается электроприводная задвижка и газ начинает сбрасываться на факел низкого давления.

Температура в аппарате поддерживается минимально достаточной для получения нефти согласно Госта по давлению насыщенных паров.

Нефть отводится в резервуарный парк по принципу сообщающихся сосудов.

КС-1 снабжен теми же приборами, что и остальные аппараты для нормального управления технологическим процессом.

После сепарирования в КС-1 нефть поступает в резервуарный парк, где должна пройти окончательный гравитационный отстой для дальнейшей ее возможности перекачки в коммерческий магистральный нефтепровод.

Изначально нефть поступает в сырьевой резервуар в нагретом состоянии до 40-50 °С, где заранее сформирована так называемая «водяная подушка» из пресной воды высотой примерно 2,5-3 метра.

Нефть, проходя через воду, окончательно обезвоживается, обессоливается в пресной воде и из-за разности плотностей поднимается вверх в слой нефти (рис 7).

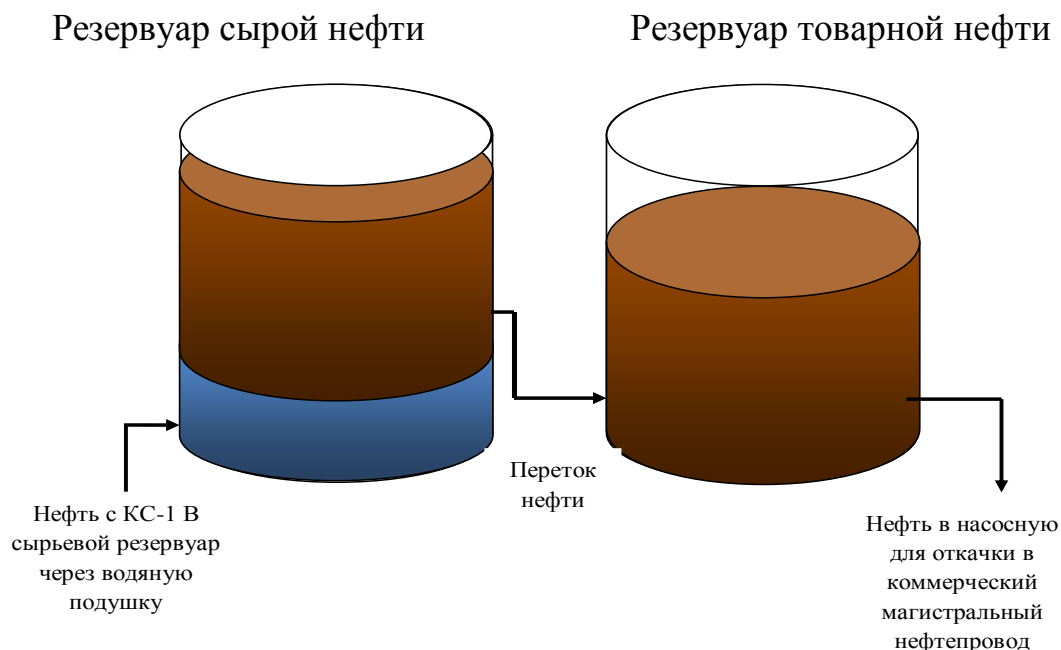


Рисунок 7 - Резервуарный парк нефти

Далее происходит полное отстаивание нефти при нормальных условиях, отсутствии газа, резких колебаний. Нефть перетекает с верхних слоев в соседний товарный резервуар по переливной трубе, расположенной на уровне семи метров во внутренней части резервуара, откуда и откачивается насосами на коммерческий узел учета.

2.6 Схема установки улавливания легких фракций нефти и газокompрессорной станции

Установка улавливания легких фракций нефти входит в состав УПН.

УУЛФ представляет собой блочный комплекс, в котором присутствует все необходимое оборудование для ведения полноценного и безопасного технологического процесса (рис. 8).

В составе компрессорной установки мы имеем: две нитки роторных пластинчатых компрессорных установок (по два на каждой), три сепаратора для отделения газового конденсата, система смазки, система охлаждения, дренажная и противопожарная системы, трубопроводная обвязка с запорной

арматурой и предохранительными клапанами, датчиками давления и температуры, манометрами и термометрами прямого действия, а также поточными расходомерами массового и объемного расхода жидкости и газа.

После сепарации в КС-1 попутный нефтяной газ имеет очень малое давление, которое позволяет ему транспортироваться лишь на факельную установку через полностью открытую на выходе запорную арматуру. Расход этого газа также немалый, по отношению к общему количеству газа.

Установка улавливания легких фракций нефти предназначена для сжатия газа низкого давления для возможности транспортировки на ГКС. В процессе сжатия газа в компрессорных установках, происходит его нагревание до высоких температур, в результате чего отдельно происходит отделение конденсата, которое ранее не наблюдалось.

Газ от КС-1 поступает на вход сепаратора С-1(УУЛФ), где происходит первичное его освобождение от конденсата и капель нефти. Конденсат сбрасывается в дренажную емкость или закачивается в нагнетательный трубопровод уже на выходе с УУЛФ. Газ направляется на первую ступень сжатия ГКС. В процессе сжатия в К-1 происходит нагревание газа до высоких температур.

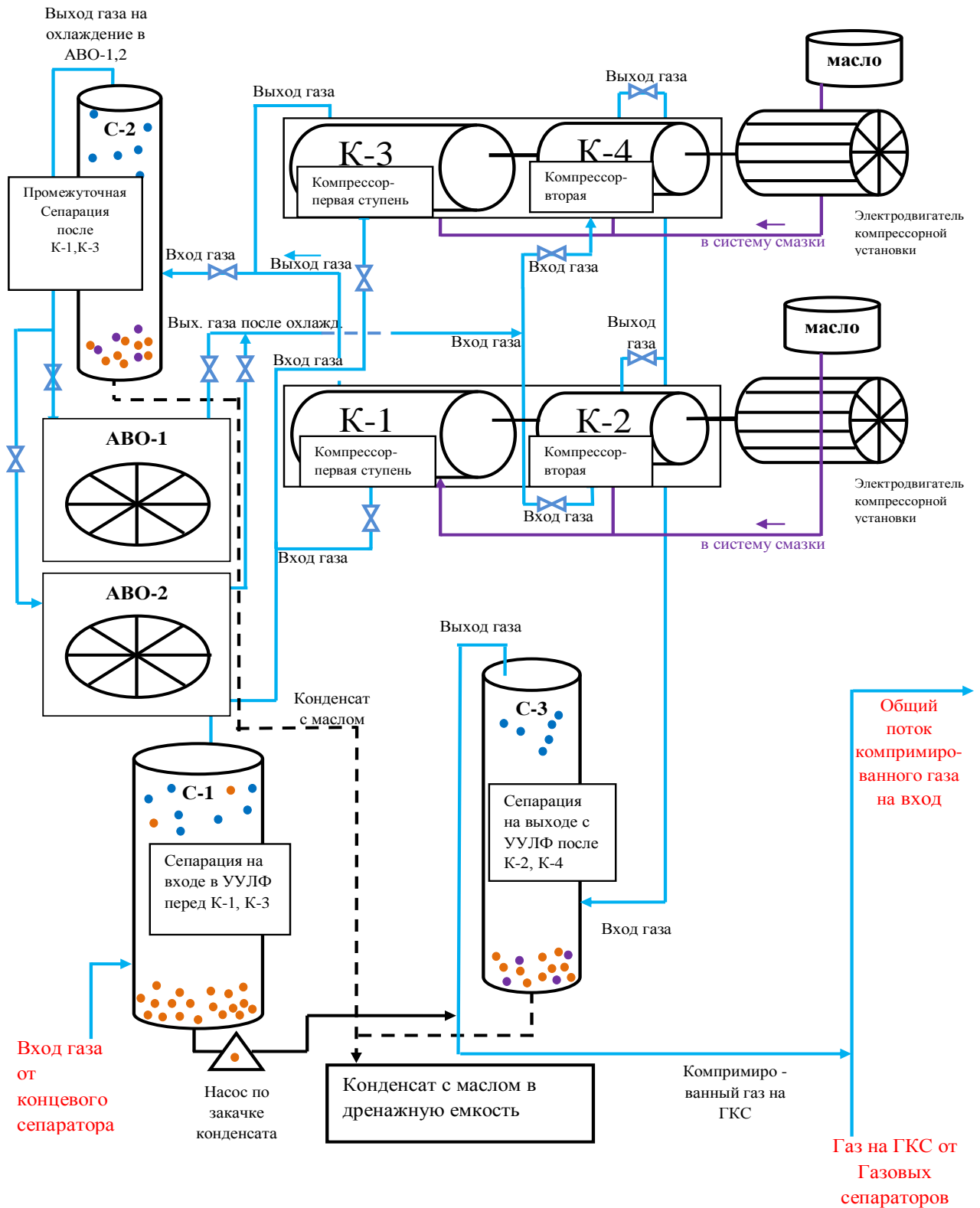


Рисунок 8 - Схема УУЛФ

Газ поступает на охлаждение в установках воздушного охлаждения АВО-1 и АВО-2, после чего поступает на прием сепаратора С-2. В С-2 он вновь конденсируется и поступает на вторую ступень сжатия К-2.

После компрессора второй ступени попутный нефтяной газ направляется на сепарацию в С-3 и поступает в трубопровод газа на вход ГКС.

Газокомпрессорная установка УУЛФ так же имеет свою систему смазки и систему охлаждения.

В систему смазки входят: сам бак с маслом, трубопроводы подачи масла, насос-лубликатор, распределительная система масла по нужным точкам.

Дренаж конденсата с сепараторов С-2 и С-3 осуществляется только в дренажную емкость, так как в составе его присутствует масло, прошедшее систему смазки компрессорных установок.

Далее конденсат насосами перекачивается на установку подготовки нефти.

Система охлаждения не представлена на рисунке. Она состоит из бака для охлаждающей жидкости, насоса для ее перекачки, трубопроводов и установки воздушного охлаждения АВО-3. В качестве охлаждающей жидкости применяется тосол.

2.7 Схема газокомпрессорной станции

Газокомпрессорная станция представляет собой комплекс основного и вспомогательного оборудования, занимающего достаточно большую площадь на отдельной обособленной территории.

В состав газокомпрессорной станции входят:

1. Два блока ГКС с газопоршневыми компрессорными установками;
2. Площадка приема, подготовки и откачки ШФЛУ;
3. Система охлаждения компрессоров;
4. Насосная масел и система подачи масла;
5. Насосная метанола и система подачи метанола;
6. Система охлаждения газа;
7. Система пожаротушения;
8. Азотно-воздушная станция.

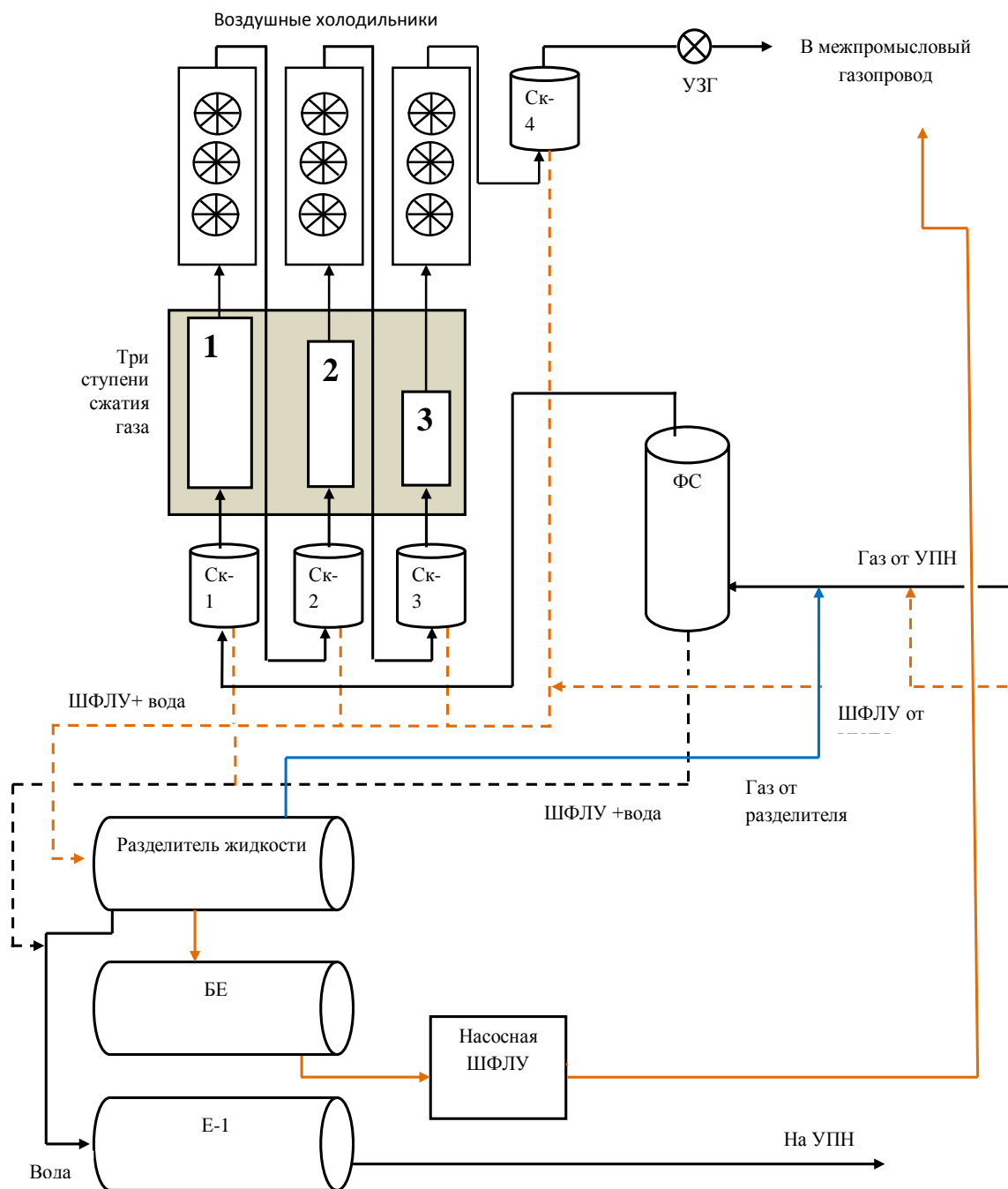


Рисунок 9 - Схема газокomppressorной станции

Целью работы газокomppressorной станции является компримирование попутного нефтяного газа, поступающего с УПН, в межпромысловый газопровод для транспортировки на УКПГ Мыльджинского месторождения.

Станция имеет в своем составе ряд сепараторов и фильтрующих устройств, которые установлены на определенных участках технологической цепочки.

Газ от УПН поступает на вход ФС (фильтр-сепаратор), в котором происходит отделение части конденсата с водой при давлении 0,35МПа.

Отделившийся конденсат с водой поступает в подземную емкость Е-1, откуда погружным центробежным насосом откачивается на УПН. После площадки фильтров-сепараторов газ поступает на вход компрессорной установки. Компрессорная установка представляет собой поршневой компрессор Ariel KBZ/6 (6-цилиндровый, оппозитный) с депульсаторами всасывания и нагнетания, приводимый в движение газопоршневым двигателем Caterpillar G3616 (16-цилиндровый, V-образный, номинальной мощностью 4735 эфф. л.с.), размещенные внутри отапливаемого здания ангарного типа. Внутри ангара также размещаются входные сепараторы перед каждой ступенью сжатия, концевой сепаратор со всей необходимой обвязкой по газу и жидкости. Для охлаждения скомпримированного газа предусмотрены аппараты воздушного охлаждения газа, размещенные на отдельном фундаменте за пределами укрытия.

По входному трубопроводу поток газа попадает в скруббер первой ступени Ск-1, предназначенный для очистки газа от механических примесей. После Ск-1 газ поступает на прием первой ступени сжатия (компримирования), где сжимается до давления 1,3 МПа и нагревается до 95 °С, после чего направляется на охлаждение в воздушных холодильниках. После охлаждения газ поступает на вход скруббера Ск-2, в котором после охлаждения происходит достаточно интенсивное отделение газового конденсата. ШФЛУ отводится в Разделитель, а газ в свою очередь поступает на вторую ступень сжатия до давления 3,5 МПа, в результате чего нагревается до температуры 120 °С. После компримирования на второй ступени сжатый газ так же проходит охлаждение на воздушных холодильниках и поступает уже на Ск-3, где происходит отделение газового конденсата. Далее газ следует в полость третьей ступени сжатия. Пройдя третью (окончательную ступень сжатия) газ нагревается до температуры 110 °С и имеет давление 75-80 МПа, поступает вновь на охлаждение. На выходе из воздушного холодильника окончательно сжатый газовый поток проходит последнюю очистку в Ск-4 и направляется в межпромысловый газопровод через УЗГ (узел замера газа). Эта

технологическая цепочка является основной в процессе подготовки и транспортировки газа на Северо-Останинском НГКМ.

Газовый конденсат является достаточно ценным сырьем, которое дороже нефти и в нашем случае его отдельная подготовка играет не малую роль.

Для подготовки и транспортировки широкой фракции легких углеводородов был введен в эксплуатацию целый узел, предусматривающий основные операции (рис. 10).

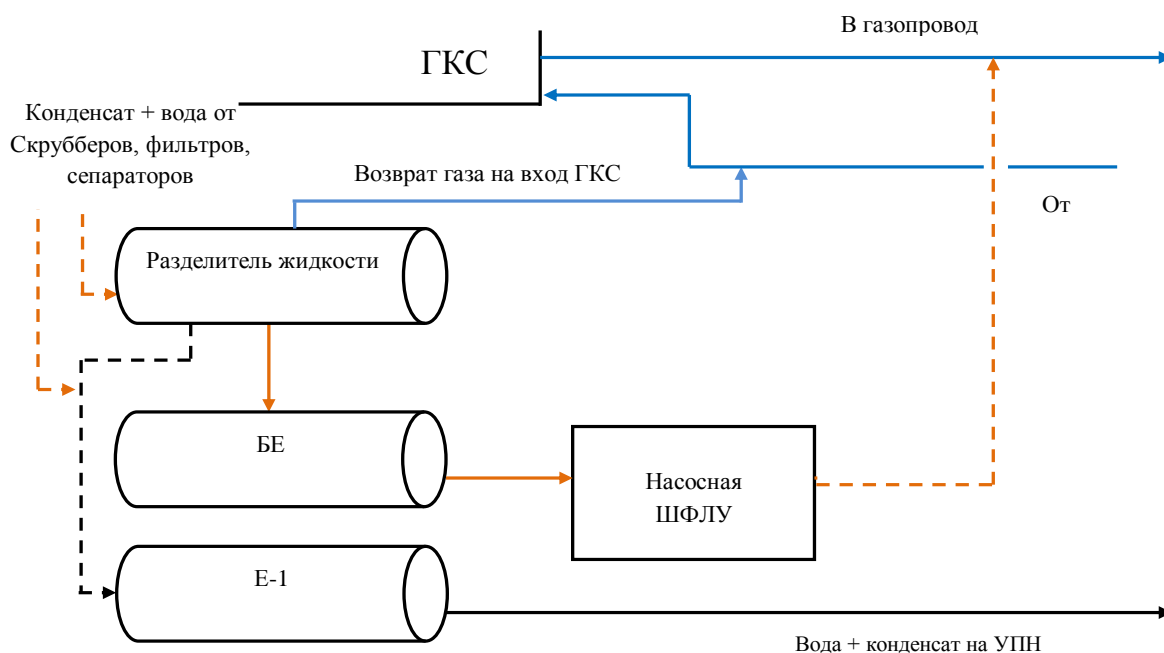


Рисунок 10 - Площадка подготовки ШФЛУ

В состав площадки подготовки ШФЛУ вошли:

1. Разделитель жидкости;
2. Емкость горизонтальная БЕ;
3. Емкость подземная Е-1;
4. Насосная станция для откачки ШФЛУ.

Газовый конденсат выделившийся в сепараторах Ск-2, Ск-3, Ск-4 компрессорной установки поступает на вход в разделитель жидкости. Разделитель предназначен для разделения жидкости на широкую фракцию лёгких углеводородов и пластовую воду, представляет собой горизонтальную емкость объемом 25 м³. Состоит из успокоителя, сетчатой насадки,

перегородки (делящей Р на водную и ШФЛУ ванны), сетчатого влагоуловителя (на выходе газа выветривания).

После разделения ШФЛУ по под собственным давлением поступает в ёмкость накопительную (БЕ), а пластовая вода самотёком в ёмкость дренажную Е1. Газ выветривания от разделителя жидкости Р подаётся во входной коллектор газа на фильтр-сепаратор ФС.

Буферная ёмкость предназначена для накопления ШФЛУ перед подачей её на вход насосов, размещаемых в блок-боксе насосной, и представляет собой горизонтальную ёмкость диаметром объемом 25 м³. Газ выветривания от БЕ поступает во входной коллектор газа на фильтр-сепаратор ФС. Из БЕ ШФЛУ направляется в блок-бкс насосной, предназначенный для закачки ШФЛУ в межпромысловый трубопровод.

2.8 Общая информация о методе исследования

Одним из перспективных и актуальных направлений повышение качества и безопасности управления технологическими объектами является использование инструментов, позволяющих моделировать на компьютере технологические процессы и системы управления до выхода на реальный производственный объект. Здесь решается задача выбора эффективных технологических режимов. В настоящее время существуют различные программно-аппаратные средства для компьютерного моделирования технологических объектов, выбора технологических режимов и настройки контуров регулирования. В данной работе в процессе исследования был использован программный комплекс UniSim Design R460 корпорации Honeywell.

В основу данной системы моделирования заложены общие принципы расчетов материально-тепловых балансов технологических схем. Как правило, любое производство состоит из стадий (элементов), на каждой из которых производится определенное воздействие на материальные потоки и превращение энергии. Последовательность стадий обычно описывается с

помощью технологической схемы, каждый элемент которой соответствует определенному технологическому процессу (или группе совместно протекающих процессов). Соединения между элементами технологической схемы соответствуют материальным и энергетическим потокам, протекающим в системе. В целом моделирование технологической схемы основано на применении общих принципов термодинамики к отдельным элементам схемы и к системе в целом. UniSim Design включает набор следующих основных подсистем, обеспечивающих решение задачи моделирования химико-технологических процессов:

- набор термодинамических данных по чистым компонентам (база данных) и средства, позволяющие выбирать определенные компоненты для описания качественного состава рабочих смесей;

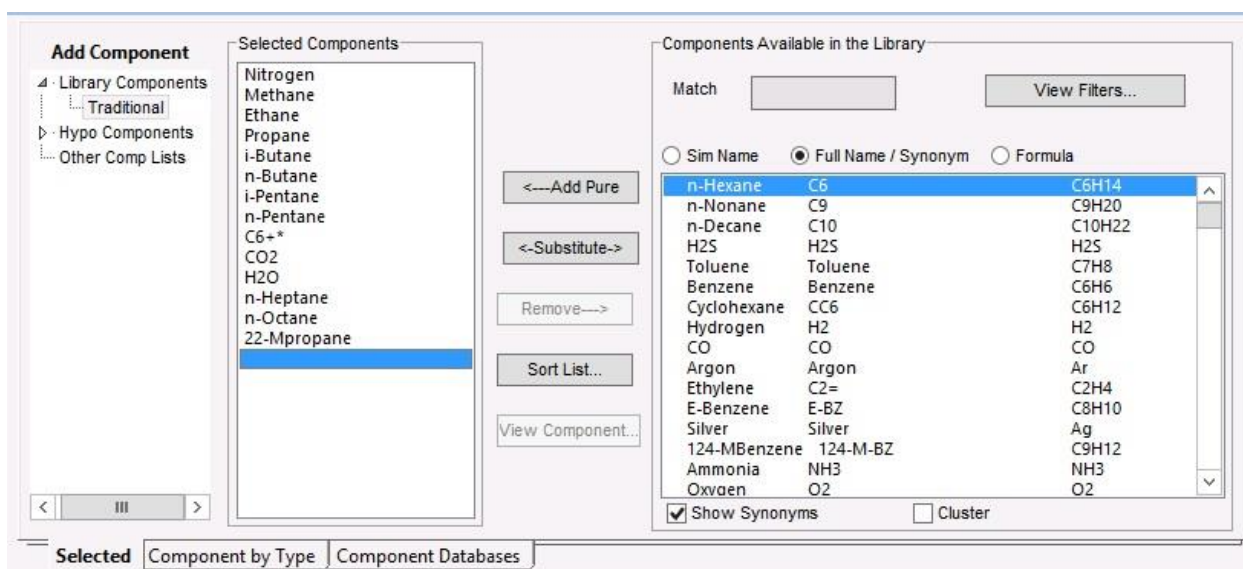


Рисунок 11 – Выбор компонентов в UniSim Design

- средства представления свойств природных углеводородных смесей, главным образом – нефтей и газоконденсатов, в виде, приемлемом для описания качественного состава рабочих смесей, по данным лабораторного анализа;

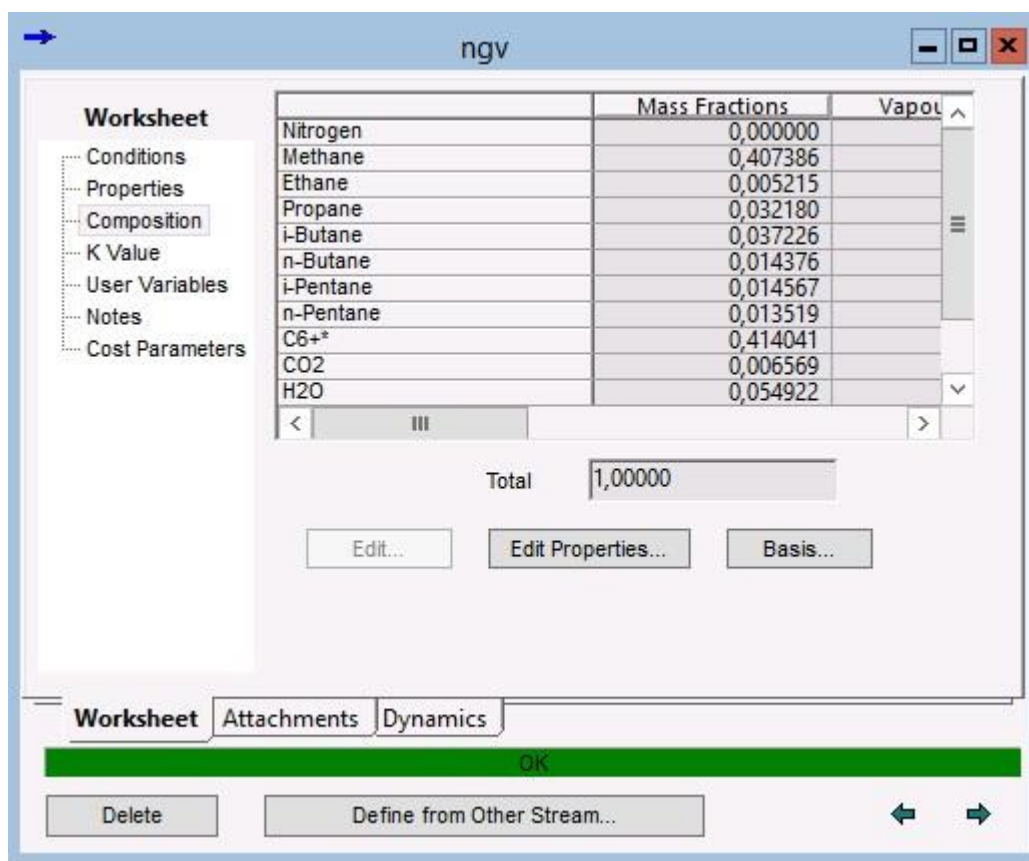


Рисунок 12 – Просмотр состава входного потока в UniSim Design

- различные методы расчета термодинамических свойств, таких как коэффициента фазового равновесия, энтальпии, энтропии, плотности, растворимости газов и твердых веществ в жидкостях и фугитивности паров;
- набор моделей для расчета отдельных элементов технологических схем – процессов;
- средства для формирования технологических схем из отдельных элементов; -средства для расчета технологических схем, состоящих из большого числа элементов, определенным образом соединенных между собой.

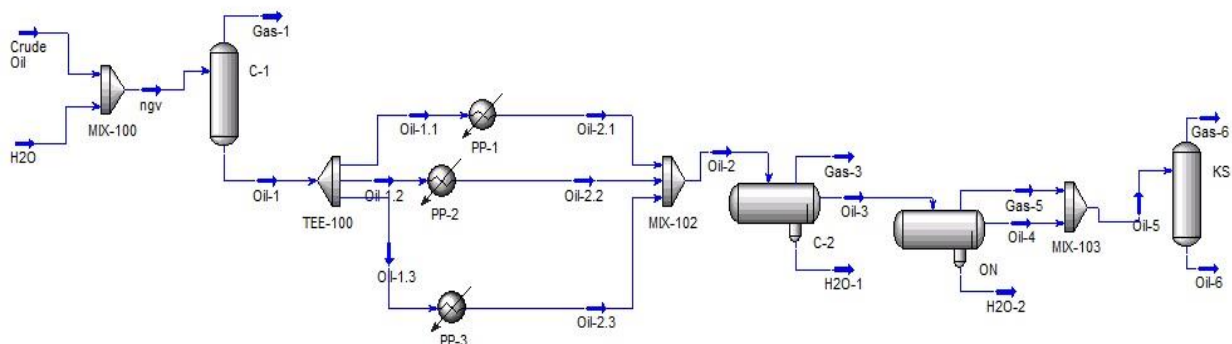


Рисунок 13 – Моделирование процесса трехступенчатой сепарации нефти в UniSim Design

Библиотека программы UniSim содержит данные по более чем 2500 чистым веществам, что дает возможность использовать программу практически для любых технологических расчетов процессов добычи и переработки углеводородного сырья, нефтехимии и химии. На практике, при решении задач, характерных для газовой и нефтяной промышленности, используются не более 100 компонентов.

3. Анализ возможных способов утилизации ШФЛУ на Северо-Останинском месторождении

3.1 Недостатки существующей схемы утилизации

В настоящее время на площадке газокompрессорной станции Северо-Останинского месторождения утилизация ШФЛУ осуществляется откачкой трехплунжерным насосом из буферной емкости БЕ в линию компримированного газа после УЗГ. Существует ряд причин, по которым возникает необходимость утилизации ШФЛУ иным способом:

- ‡ Условия эксплуатации и конструктивные особенности насоса не обеспечивают должную надежность, насос часто выходит из строя и требует длительного ремонта;
- ‡ ШФЛУ содержит большое количество жидких углеводородов и воды;
- ‡ Жидкая фаза уменьшает пропускную способность газопровода и, накапливаясь в больших количествах, приводит к нестабильной работе УКПГ Мыльджинского месторождения.

3.2 Моделирование процесса подготовки нефти и компримирования попутного газа в среде моделирующей программы UniSim Design

На данном этапе выполнения работы с целью задания основных параметров работы УПН и ГКС был смоделирован процесс подготовки нефти и компримирования попутного газа в среде моделирующей программы. На рисунке 14 представлена схема УПН, существующая в данный момент на месторождении.

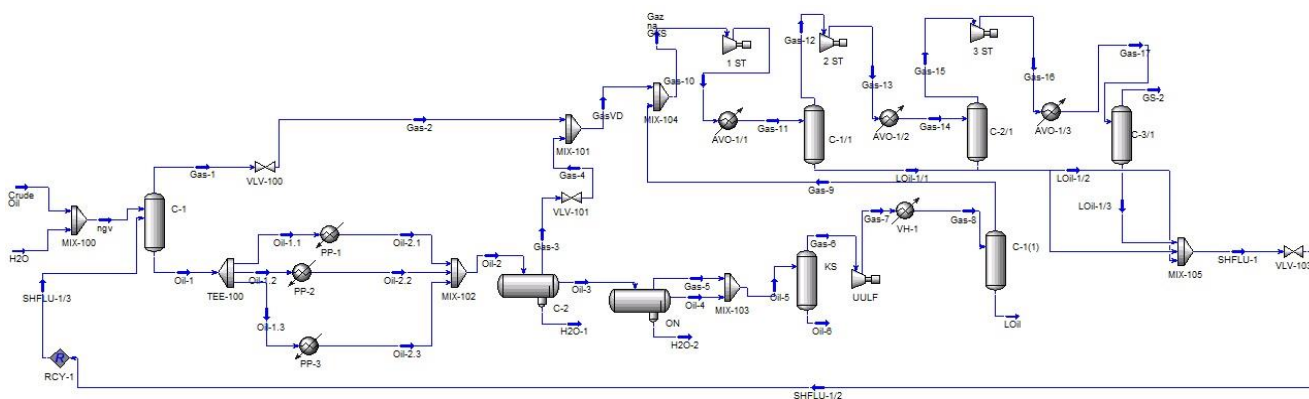


Рисунок 14 – Смоделированная схема

В основу универсальной системы моделирования UniSim заложены общие принципы расчетов материально-тепловых балансов технологических схем. Как правило, любое производство состоит из стадий, на каждой из которых производится определенное воздействие на материальные потоки и превращение энергии. Последовательность стадий обычно описывается с помощью технологической схемы, каждый элемент которой соответствует определенному технологическому процессу или группе совместно протекающих процессов. Соединения между элементами технологической схемы соответствуют материальным и энергетическим потокам, протекающим в системе. В целом моделирование технологической схемы основано на применении общих принципов термодинамики к отдельным элементам схемы и к системе в целом.

3.3 Изменения, вносимые реконструкцией, с целью утилизации ЛЖУ, обсуждение результатов

Реконструкция УПН в среде моделирования UniSim Design, которая в какой-то степени изменила технологический процесс, позволила нам провести исследования с целью определения способа утилизации ЛЖУ. Ниже представлены схемы утилизации ЛЖУ на первую (Рис. 15), вторую (Рис. 16) и концевую (Рис. 17) ступень сепарации УПН.

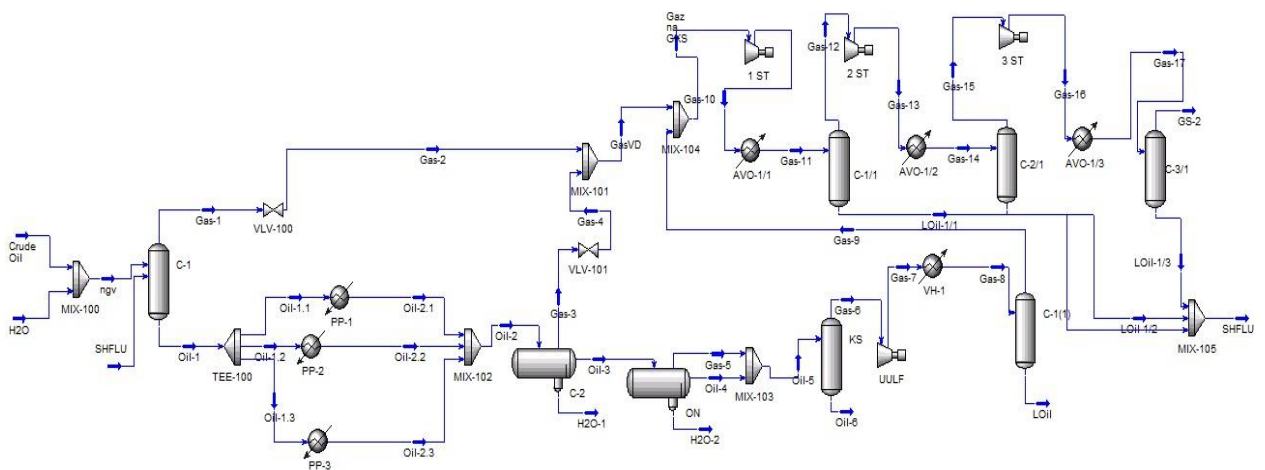


Рисунок 15 – Утилизация ЛЖУ на первую ступень сепарации

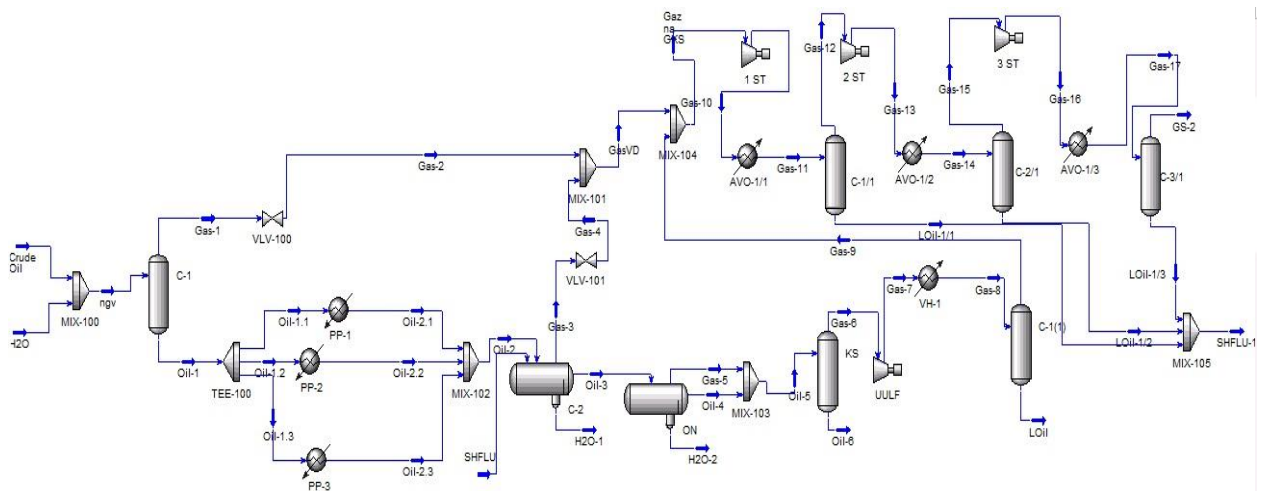


Рисунок 16 - Утилизация ЛЖУ на вторую ступень сепарации

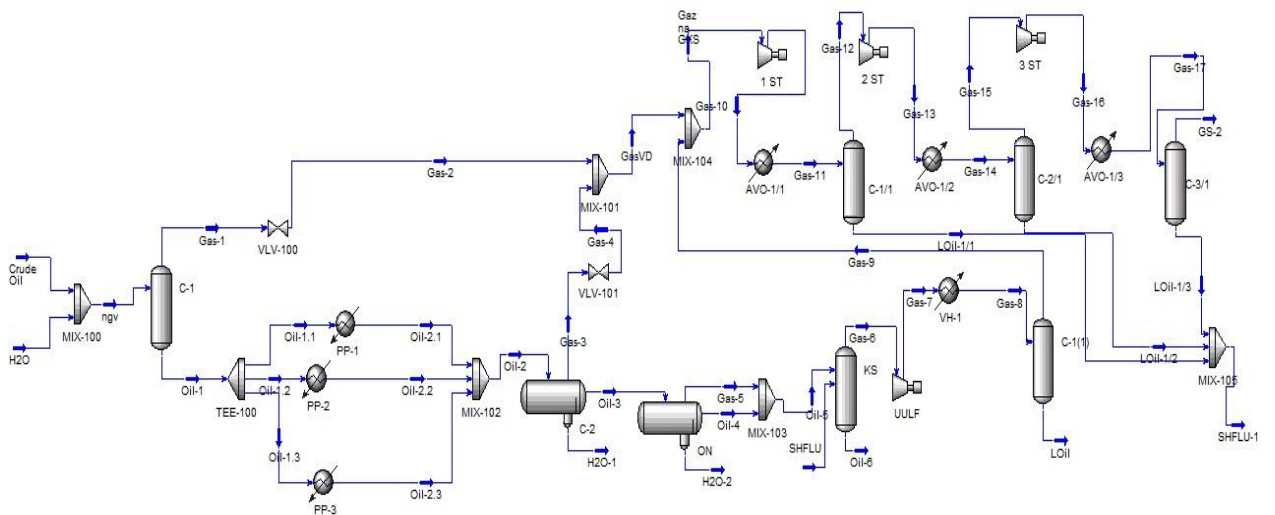


Рисунок 17 - Утилизация ЛЖУ на конечную ступень сепарации

В результате сравнительного анализа утилизации ЛЖУ тремя способами были получены следующие значения физико-химических свойств товарной нефти, представленные в таблице 8.

Таблица 8 – Свойства товарной нефти

	Без утилизации на УПН	В С-1	В С-2	В КС-1
Расход, кг/ч	42510	46710	47340	47380
Плотность, кг/м ³	854	849	848	849
ДНП, кПа	55,4	60,9	78	81
Метан (СН ₄)	0,0061	0,0054	0,0041	0,0040
Этан (С ₂ Н ₆)	0,0008	0,0008	0,0026	0,0033
Пропан (С₃Н₈)	0,0206	0,0216	0,0367	0,0388
Изо-Бутан (i- С₄Н₁₀)	0,0594	0,0617	0,0628	0,0630
Бутан (С⁴Н¹⁰)	0,0294	0,0362	0,0576	0,0585
Изо-Пентан (i- С₅Н₁₂)	0,0587	0,0680	0,0723	0,0723
Пентан (С₅Н₁₂)	0,0616	0,0749	0,0812	0,0811
Гексаны (С ₆₊)+ высшие	0,7619	0,7000	0,6512	0,6479

При транспортировке товарной нефти на приемо-сдаточный пункт в соответствии с ГОСТ 51858-2002 давление насыщенных паров нефти не должно превышать 66,7 кПа. Этот показатель является одним из самых важных при транспортировке товарной нефти, так как показывает степень разгазирования нефти. В обсуждении получившихся результатов, а также при выборе наиболее эффективного способа утилизации ЛЖУ, будем в большей степени опираться на значения ДНП.

По результатам, полученным при анализе свойств товарной нефти наиболее эффективным является метод утилизации ЛЖУ на первую ступень сепарации, так как только в этом случае ДНП не превышает 66,7 кПа, что

удовлетворяет ГОСТ 51858-2002. На последовательное повышение давления насыщенных паров при утилизации ЛЖУ на первую, вторую и конечную ступень сепарации влияет повышение в составе нефти таких компонентов, как пропан (C_3H_8), изо-бутан ($i-C_4H_{10}$), бутан (C_4H_{10}), изо-пентан ($i-C_5H_{12}$), пентан (C_5H_{12}). Плотность товарной нефти при этом изменяется незначительно. Расход товарной нефти при утилизации ЛЖУ на первую ступень сепарации увеличится на 4200 кг/ч, то есть на 9,8 % масс, что является весьма достойным показателем и выгодным с экономической точки зрения.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Кугуку Борису Валентиновичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<i>Расчет капитальных вложений и эксплуатационных затрат, обеспечивающих разработку технологии в целом.</i>
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе проведения работ согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.</i>
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	<i>Сравнительный анализ фактических затрат с проектными. При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки.</i>
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	<i>При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки.</i>
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии.</i>
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. <i>Линейный календарный график выполнения работ</i>	

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Кугук Борис Валентинович		

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Исходные данные для расчета эффективности внедрения технологии утилизации ЛЖУ на первую ступень сепарации УПН.

4.1.1 Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ.

Нормативную продолжительность цикла работ определяют по отдельным составляющим его производственных процессов. Продолжительность работ формируется на основе наряда на производство работ; данных технологической части проекта; норм времени на операции; данных справочников для нормирования операций, вспомогательных, подготовительно-заключительных, измерительных и работ и др. В табл. 9 представлены нормы времени на выполнение операций.

Таблица 9 – Нормы-времени на выполнение операций

Наименование операций		Объем работ		Продолжительность работ, час.	Состав бригады
		ед. изм.	Кол-во		
1	Подготовка труб к сварке	шт.	4	0,5	4 чел.
2	Сварка труб	шт.	2	2	2 чел.
3	Врезка отсечного шарового крана	шт.	1	2	4 чел.
4	Установка регулирующего клапана	шт.	1	4	4 чел.
5	Заварка технологических отверстий, проверка готовности участка к заполнению	шт.	1	2	4 чел.
6	Дефектоскопия сварных швов и выдача письменных заключений	шт.	1	2	4 чел.
7	Монтаж теплоспутника	шт.	2	6	4 чел.
8	Теплоизоляция вновь смонтированной линии	шт.	4	8	4 чел.
	Продолжительность остановки для ремонтных работ, итого	х		25,5	

Планирование и финансирование работ, и расчёты заказчиков производятся на основе сметных расчётов, по всем статьям затрат. Для определения затрат на операции используются следующие проекты и нормативные документы:

- 1) данные технического проекта;
- 2) строительные нормы и правила (СНиП);
- 3) единые районные единичные расценки;
- 4) единые и местные цены на материалы, оборудование;
- 5) Нормативная база сметных расчётов ВКР в области налогообложения (табл. 10)

Таблица 10 - Нормативная база сметных расчётов в области налогообложения

Вид норматива, нормативная база		Характеристика	Источник	Методические указания
1	Норма амортизации	Зависит от класса основных средств по сроку полезного использования	НК РФ Статья 258. Амортизационные группы; ПБУ №6	Методы начисления амортизации: линейный и нелинейный.
2	Повышающий коэффициент к амортизации	Перечень имущества	№144-ФЗ от 23.05.2016 г. п.1 ст.2	
3	Класс основных средств	Общероссийский классификатор основных средств (ОКОФ)	Постановление правительства РФ от 07.07.2016 г.; N 281-ФЗ	
4	Страховые взносы	30 % от фонда оплаты труда	Глава 34 Налоговый кодекс РФ	База исчисления – фонд оплаты труда Предельный размер фонда оплаты труда облагаемый страховыми взносами в 2017 г.: ФСС- 755 тыс. руб.; ПФ- 876 тыс. руб.
5	Страхование от профессиональных заболеваний и несчастных случаев на производстве	В 2017 году и в плановом периоде 2018 и 2019 годов сохраняются 32 класса профессионального риска, размеры и диапазон страховых тарифов от 0,2 до 8,5%.	N 125-ФЗ	
6	Коэффициент-дефлятор	2017 г. - 1,425; 2016 г. -1,329	Приказ Минэкономразвития России	Применяется для дооценки основных и оборотных средств организации.
7	Налог на прибыль	Ставка 20 %	Глава 25 Налоговый кодекс РФ	Для предприятий, работающих на общих основаниях
8	Налог на добавленную стоимость	Ставка 18 %	Глава 21 Налоговый кодекс РФ	

4.2 Расчёт сметной стоимости работ

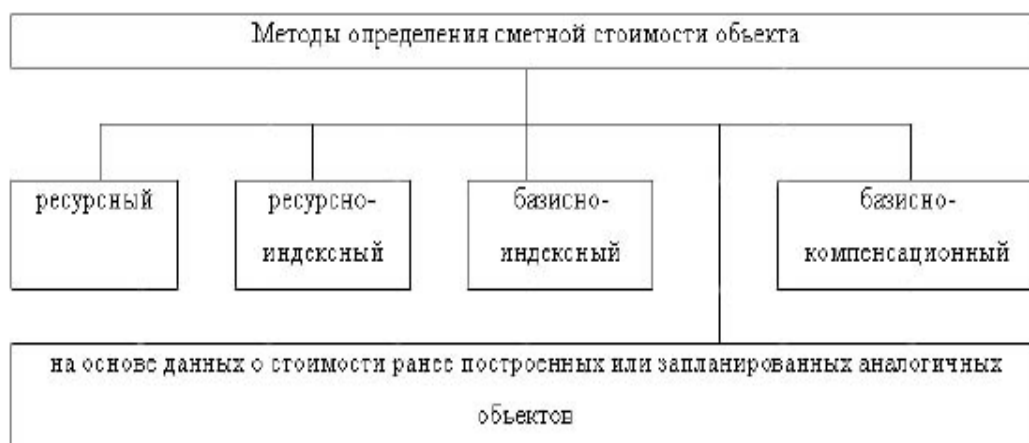


Рис. 2.3. Методы определения сметной стоимости

Базисно-индексный метод основан на применении системы текущих и прогнозных индексов по отношению к стоимости строительства, определенной в базисном уровне. Для приведения в уровень текущих (прогнозных) цен базисная стоимость объекта по отдельным строкам сметы и каждому из элементов технологической структуры капитальных вложений умножается на соответствующий индекс по отрасли (подотрасли), виду работ с последующим суммированием итогов сметы.

4.2.2 Расчет затрат на материалы и комплектующие

Для реализации предложения по утилизации ШФЛУ на первую ступень сепарации установки подготовки нефти необходимо внести изменения в существующую технологическую схему, а также произвести дополнительный монтаж оборудования. В таблицах указана спецификация необходимых материалов.

Таблица 11 – Спецификация и стоимость необходимых материалов на ГКС

Наименование		Количество, шт/м.	Стоимость, руб.
1	Тройник 57х4	1 шт.	455
2	Тройник 89х6-57х4	1 шт.	941
3	Отвод 90° 57х4	1 шт.	116
4	Труба 57х4	2 м.	490
5	Кран шаровой Ду50, Ру16	1 шт.	2303
6	Клапан регулирующий ручной Ду50, Ру16	1 шт.	24620
$\Sigma_{\text{ГКС}}$			28925

Таблица 12 – Спецификация и стоимость необходимых материалов на УПН

Наименование		Количество шт/м.	Стоимость, руб.
1	Тройник 89х6	1 шт.	1150
2	Фланец Ду80, Ру16	2 шт.	806
3	Отвод 90° 89х6	3 шт.	1089
4	Труба 89х6	25 м.	19300
$\Sigma_{\text{УПН}}$			22345

Кроме того, необходимо провести греющий кабель вдоль вновь смонтированного трубопровода, а также произвести тепловую изоляцию. Затраты на греющий кабель составляют 9120 руб., на теплоизоляцию трубопровода 17600 руб. Общая стоимость необходимого оборудования составила 77990 руб.

В процессе внесения изменений в существующую схему потребуется следующая техника: кран-манипулятор, труборезная машина, сварочный аппарат. Кран-манипулятор необходим для доставки оборудования и труб, а также для поддержания труб на необходимой высоте в процессе монтажа. В качестве такого крана-манипулятора был выбран КАМАЗ бортовой 43118-46 с КМУ PALFINGER INMAN IT-15. В качестве труборезной машины была выбрана машина для резки труб Rems Cento RF. Для непосредственной сварки

трубопроводов был выбран сварочный аппарат Торус-255 ПРОФИ НАКС. Вся техника необходима на протяжении и оборудование необходима на протяжении всего времени производства работ (25,5 ч.).

Таблица 13 – Расчет стоимости необходимой техники и оборудования

Наименование материалов и комплектующих	Количество	Цена	Сумма, тыс. руб.
1 КАМАЗ бортовой 43118-46 с КМУ PALFINGER INMAN IT-15	1	5240000,00	5 240,00
2 Rems Cento RF	1	116650,00	116,65
3 Торус-255 ПРОФИ НАКС	1	21650,00	21,65
ИТОГО:			5 378,3

4.2.3 Расчет затрат на оплату труда

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;

- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах Крайнего Севера и др.

Таблица 14 – Расчет заработной платы

Наименование	Численность по штату (ед)	Средняя заработная плата одного человека, руб./час	Фонд з/платы в день, руб.	Количество часов проведения работ	Фонд з/платы на весь объем работ, руб.
1 Инженер-технолог	1	333,00	333,00	25,50	8 491,50
2 Механик	1	292,00	292,00	25,50	7 446,00
3 Электрогазосварщик	1	276,00	276,00	25,50	7 038,00
4 Оператор ТУ	2	251,00	502,00	25,50	12 801,00
5 Слесарь КИПиА	2	234,00	468,00	25,50	11 934,00
6 Водитель	1	251,00	251,00	25,50	6 400,50
7 Слесарь-ремонтник	2	234,00	468,00	25,50	11 934,00
ИТОГО		10			47 710,50

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования на производстве

при выполнении работ по монтажу линии для утилизации ЛЖУ представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Расчет страховых взносов

З/плата, руб.	По регрессивной шкале (среднегодовой %)	Сумма, руб.
8 491,50	30	2 547,00
7 446,00	30	2 234,00
7 038,00	30	2 111,00
12 801,00	30	3 840,00
11 934,00	30	3 580,00
6 400,50	30	1 920,00
11 934,00	30	3 580,00
ИТОГО:		19 812,00

Таблица 16 – Расчет страховых взносов в фонд ОСС

Заработная плата	% (согласно уведомле- нию Фонда Социального Страхования)	Сумма, руб.
47 710,50	0,2	95,00

4.2.4 Затраты на амортизационные отчисления

Затраты определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в Установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации для крана-манипулятора выбираем согласно единым нормам амортизационных отчислений на полное Восстановление основных фондов народного хозяйства СССР [21]. Расчет амортизационных отчислений при внесении изменений в существующую технологическую схему представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Расчет амортизационных отчислений

Объект	Стоимость тыс. руб.	Норма амортизации %	Норма амортизации и в год, тыс. руб.	Норма амортизации и в час, руб.	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
КАМАЗ бортовой 43118-46 с КМУ PALFINGER INMAN IT-15	5240	10	524	59,8	25,5	1524,9
Rems Cento RF	116,66	16,67	19,4	2,2	25,5	56,1
Торус-255 ПРОФИ НАКС	21,65	12,5	2,7	0,3	25,5	7,7

4.2.5 Расчет накладных расходов

Накладные расходы – это дополнительные затраты, не относящиеся напрямую к основному производству, не входящие в оплату труда основного персонала и в стоимость сырья. Для предприятия такие затраты важны не меньше, чем прямые расходы, поскольку позволяют обеспечить работу всего предприятия.

Затраты на накладные расходы представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Расчет накладных расходов

№ п/п	Наименование затрат по направлениям затрат	Общий объем затрат, руб.	% накладных расходов	Сумма накладных расходов, руб.
Всего прямых расходов		5 525 451,06	10	20 093,41
1	Спецоборудование	5 378 300,00	0,1	5 378,30
2	Материалы и комплектующие	77 990,00	10	7 799,00
3	Оплата труда	47 710,50	10	4 771,05
4	Начисления на оплату труда	19 812,00	10	1 981,20
5	Амортизация основных средств	1 638,56	10	163,86

Смета затрат на реализацию предложения по утилизации ЛЖУ на УПН. На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение работ по реализации предлагаемого в ВКР предложения (Таблица 19).

Таблица 19 – Смета затрат на реализацию предложения

№ п/п	Статьи затрат	Сумма затрат, руб.
1	Спецоборудование	5 378 300,00
2	Материалы и комплектующие	77 990,00
3	Оплата труда	47 710,50
4	Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды	19 812,00
5	Амортизация основных средств	1 638,56
6	Накладные расходы	20 093,41
7	Итого собственных затрат	5 545 544,47
8	Уровень рентабельности до 10%	554 554,45
9	Договорная цена (сумма строк 1-8)	6 100 098,92
10	НДС 18%	1 098 017,81
11	Всего стоимость договора	7 198 116,73

Затраты на монтаж линии утилизации ЛЖУ на УПН составили 7 198 116,73 руб.

4.3 Расчет экономической эффективности внедрения технологии утилизации ЛЖУ на первую ступень сепарации УПН

Эффект – это определённый результат, полученный в течение какого – либо периода. Эффект – всегда абсолютная величина (например, национальный доход, объём произведённой продукции, прибыль и т. д.). При оценке эффекта сравниваются фактические или ожидаемые показатели с установленным стандартом, эталоном, заранее принятой целью и др. Эффект в общем виде представляет собой разность между результатами и затратами, ценой товара и его себестоимостью, между плановыми и фактическими значениями показателя и т. д. Эффективность характеризует соотношение полученного эффекта с затратами на его осуществление.

Экономическая эффективность производства измеряется путём сопоставления результатов производства (эффекта) с затратами или применяемыми ресурсами. Расчёты экономической эффективности производства производятся по системе показателей, которые группируются по содержанию показателей, отражающих эффективность использования в производстве элементов затрат и ресурсов на обобщающие и частные показатели. К обобщающим показателям относятся следующие:

- рост производства продукции в стоимостном выражении;
- производство продукции на 1 руб. затрат;
- относительная экономия основных производственных фондов, нормируемых оборотных средств, материальных затрат, фонда оплаты труда;
- общая рентабельность.

В результате утилизации ЛЖУ на УПН прирост добычи нефти составит около 9,8 % с 42510 тонн до 46710 тонн. В результате роста объёма добычи нефти экономическим эффектом будет являться экономия на условно-постоянных затратах, которые снизятся на единицу продукции.

Определим экономические показатели до и после внедрения утилизации ЛЖУ.

Таблица 20 - Исходные данные для расчёта экономической эффективности внедрения утилизации ЛЖУ

Показатели	Ед. измерения	Условное обозначение	Варианты организации производственного процесса	
			до внедрения	после внедрения
1. Условно-переменные затраты на 1 тонну	руб./тонну	V	5550	5554
2. Условно-постоянные затраты на производство продукции в год	тыс. руб.	P	50315	50335
3. Производственная программа	тонн	N	42510	46710

Технологическая себестоимость - это часть полной (коммерческой себестоимости продукции) и включает в себя только те затраты, которые

изменяются при изготовлении одной и той же продукции по разным технологиям.

Зависимость технологической себестоимости единицы продукции от объема и производственной программы может быть представлена в виде уравнения:

$$y = V + \frac{P}{x},$$

где: V - условно-переменная часть технологической себестоимости продукции.

Сумма переменных расходов на единицу продукции при изменении объемов производства остается постоянной, а общая сумма их изменяется прямо пропорционально изменению объема производства.

P - условно-постоянная часть себестоимости продукции.

Сумма условно-постоянных расходов остается неизменной при любой производственной программе выпуска продукции (в натуральных единицах), а величина на единицу продукции сокращается пропорционально росту объема выпуска продукции.

y - технологическая себестоимость (C_T),

x - производственная программа (N).

Следовательно, уравнение можно записать в следующем виде:

$$C_m = V + \frac{P}{N}.$$

Критическая производственная программа (N_k) показывает равновыгодность технологий производства продукции (работ, услуг), чтобы определить N_k нужно составить уравнение:

$$V_1 + \frac{P_1}{N_K} = V_2 + \frac{P_2}{N_K}; N_K = \frac{P_2 - P_1}{V_1 - V_2}.$$

На графике будет находиться в точке пересечения кривых линий показывающих зависимость технологической себестоимости от производственной программы.

Определим критическую программу: $N_k=50$ тыс. тонн. Построим график зависимости технологической себестоимости от производственной программы.

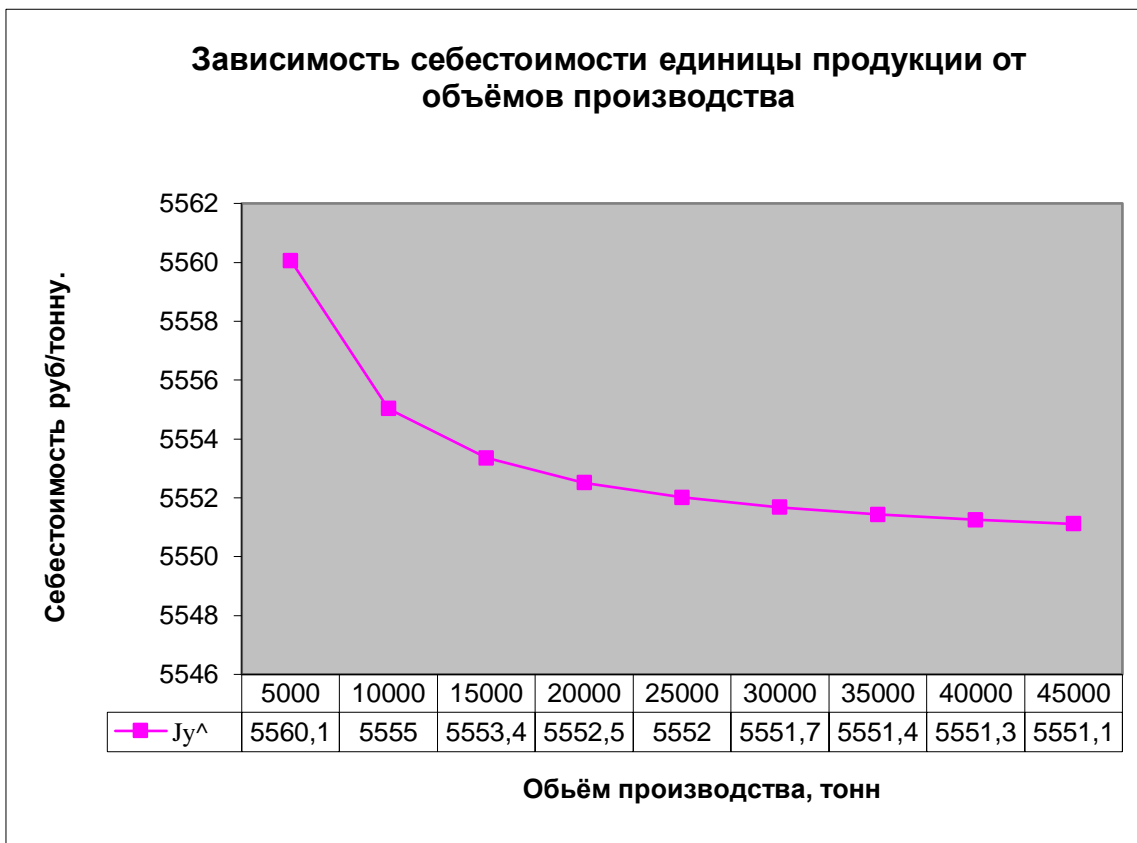


Рис. 18 - График зависимости технологической себестоимости от производственной себестоимости

Построенный график наглядно иллюстрирует выгоду внедрения утилизации ЛЖУ на УПН. Так как, при заданной производственной программе 46710 тыс. тонн $C_{т1} > C_{т2}$.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Кугук Борис Валентинович

Инженерная школа	Природных ресурсов	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>Установка подготовки нефти, газа и воды, на которой был произведен сравнительный анализ утилизации широкой фракции легких углеводородов</i>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p>	<p><i>При проведении исследований по утилизации широкой фракции легких углеводородов к вредным факторам, значительно влияющим на безопасность и производительность труда, можно отнести:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Недостаточную освещенность рабочей зоны. 2. Повышенную либо пониженную температуру и влажность воздуха рабочей зоны; 3. Повышенный уровень шума, вибрации; 4. Повышенное содержание вредных веществ в рабочей зоне. <p><i>К опасным факторам, возникающим при данном исследовании можно отнести:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Расположение рабочего места на значительной высоте от уровня пола или земли; 2. Статическое электричество.
<p>2. Экологическая безопасность:</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Общие требования по обеспечению экологической безопасности; • Защита селитебной зоны; • Защита атмосферы, литосферы и гидросферы
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Перечень возможных ЧС. • Выбор наиболее типичной ЧС.

	<ul style="list-style-type: none"> • Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации ее последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<ul style="list-style-type: none"> • Правовые особенности формы осуществления трудового процесса. • Описание организационных мероприятий обеспечения безопасности.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Кугук Борис Валентинович		

5. Социальная ответственность

Настоящая дипломная работа посвящена внедрению ресурсосберегающей технологии утилизации ЛЖУ, выделяющихся в процессе охлаждения при компримировании попутного нефтяного газа, на установку подготовки нефти, сравнительному анализу ЛЖУ на первой, второй и концевой ступени сепарации. Суть данного нововведения заключается в том, что выделившиеся в результате охлаждения ЛЖУ на газокompрессорной станции, можно утилизировать на УПН, а не закачивать в газопровод компримированного газа. В связи с этим данный раздел ВКР посвящен анализу возможных опасных и вредных факторов при работе на данной установке, которые могут привести к ухудшению состояния здоровья или смерти рабочих, поэтому необходимо предусматривать мероприятия по защите от них.

В качестве персонала рассматривается оператор технологических установок. Рабочим местом оператора является площадка установки. Работу выполняет в основном стоя. Производит обход и осмотр технологического оборудования на наличие неполадок, негерметичностей. Регламентированные перерывы- 5% от рабочего времени.

В его обязанности входит ведение технологического процесса и наблюдение за работой установки подготовки нефти, газ и воды, контроль за соблюдением технологического режима, качеством сырья и вырабатываемых продуктов, контроль за учетом расхода сырья, продукции, реагентов, катализаторов, топливно-энергетических ресурсов, предупреждение отклонения процесса от заданного режима, ликвидация возникающих отклонений технологического процесса и аварий, заполнение журнала приема и сдачи дежурств.

Основной целью раздела является рассмотрение оптимальных норм для улучшения условий труда, обеспечения производственной безопасности

рабочих, повышения его производительности, сохранения работоспособности в процессе деятельности, а также охраны окружающей среды.

5.1 Производственная безопасность

На здоровье и работоспособность человека в процессе труда оказывает влияние совокупность факторов производственной среды и трудового процесса. В зависимости от влияния на организм человека отдельные производственные факторы могут быть вредными или опасными. При ведении технологического процесса подготовки нефти согласно нормативно-правовой документации можно выделить следующие опасные и вредные факторы, указанные в таблице 20.

Таблица 20 - Опасные и вредные факторы при выполнении работ по ведению технологического процесса подготовки нефти, газа и воды

Наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1) сливоналивные операции в резервуарных парках и автоналивных эстакадах;	1. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 2. Повышенная или пониженная температура и влажность воздуха рабочей зоны;	1. Расположение рабочего места на значительной высоте от уровня пола или земли; 2. Статическое электричество.	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [22] ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [23] ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [24]
2) работы в емкостях аппаратах и колодцах;	3. Повышенный уровень шума, вибрации;		ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ [25] ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ [26]
3) присоединение вновь построенных трубопроводов;	4. Повышенное содержание вредных веществ в рабочей зоне.		ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [27] ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ [28]
4) отбор проб нефти, газа, конденсата.			СП 52.13330.2011 [29] Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ.[30]

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Недостаточная освещенность рабочей зоны

При недостаточном освещении рабочей зоны у работника проявляется повышенная утомляемость, развивается близорукость и становится более затруднительным проведение длительных работ. Также низкий уровень освещенности вызывает общее недомогание и сонливость. Помимо этого, в таких условиях может развиваться чувство тревоги. При длительном пребывании в плохо освещенной рабочей зоне у работника могут возникать проблемы с обменом веществ и скоростью реакции, интенсивностью обмена веществ в организме и ослаблением его реактивности. [31]

Слишком яркое освещение, нарушая механизм вечернего и ночного зрения, приводит к снижению работоспособности, излишней возбужденности нервной системы, понижению зрительных функций. Кроме этого, яркий свет может ослепить работника во время выполнения его обязанностей, что может сопровождаться фотоожогом глаз, кератитом, катарактой и подобными нарушениями.

Соблюдение следующих требований определяет производственное освещение как рациональное:

- достаточная равномерность распределения светового потока на рабочих поверхностях;
- глаз работника не должен испытывать слепящего действия;
- глаз без напряжения должен отчетливо различать нужные предметы.

В нефтегазодобывающей промышленности освещение зданий, помещений, сооружений, устройств и оборудования обязано удовлетворять правилам пожаро- и взрывобезопасности.

Таблица 21 – Нормы электрического освещения для производственных объектов [31]

Наименование объекта	Общая минимальная освещенность, лк
Рабочие места при проведении буровых работ:	
— устье скважины	26
— лебедка	75
— подъемная мачта	2
— люлька верхнего рабочего	15
— приемные мостки	10
— таль-блок	30
Шкалы контрольно-измерительных приборов в помещениях и наружных установках	50
Нефтяные трапы, газовые сепараторы и т.п.	20
Место замера уровня и управления задвижками	2
Нефтеналивные и сливные эстакады	5
Лаборатории	75
Стоянки автомашин	10

Равномерность освещения рабочих помещений достигается таким размещением светильников, при котором не создаются падающие тени от работающего и от расположенного вблизи оборудования. Если по условиям работы тени нельзя устранить, то освещенность в тени должна соответствовать нормам освещенности. [32]

Повышенная или пониженная температура и влажность воздуха рабочей зоны

Работы на установках подготовки нефти, газа и воды предполагают нахождение рабочих на открытом воздухе в связи с необходимостью постоянного контроля за технологическим процессом и оборудованием. Метеоусловия рабочей среды могут оказывать негативное воздействие на характер работы и процесс теплообмена. Человек, длительное время находящийся в неблагоприятных метеоусловиях, может почувствовать слабость, понизить производительность труда или заболеть.

Быстрая утомляемость, вызванная высокой температурой, может вызывать перегрев организма, профессиональные заболевания или тепловой удар. В свою очередь при низких температурах может произойти

переохлаждение организма, что приводит к простудным заболеваниям и обморожениям. [31]

Процессы перегревания организма при высоких температурах воздуха и переохлаждения организма при низких температурах усиливаются влиянием повышенной относительной влажности. В то же время при низкой влажности происходит пересыхание слизистых оболочек глаз и дыхательных путей работающего.

На процесс теплоотдачи организма значительно влияет подвижность воздуха. При высоких температурах это имеет положительный эффект, однако ухудшает ситуацию при низких температурах. При ветре в диапазоне скоростей 5-10 м/сек затрудняется дыхание, свыше 10 м/сек нарушается нормальное дыхание, при 15 м/сек исчезает фаза покоя между вдохом и выдохом.

К средствам коллективной защиты от неблагоприятных метеорологических условий относят: ограждающие устройства (толстые стены, двойные окна, двери и т.п.), автоматизацию контроля за производственными процессами, термоизоляцию, введение технологий, обеспечивающих дистанционное управление. В качестве средств индивидуальной защиты от низких температур работники получают спецодежду согласно ГОСТ 29335-92 «Костюмы мужские для защиты от пониженных температур». [32]

Повышенный уровень шума, вибрации

Шум, также как и вибрация, является «загрязнителем» окружающей среды. Шумом называется комплекс распространяемых в воздухе беспорядочных звуковых колебаний различной физической природы, выходящий за пределы звукового комфорта. [33]

Отрицательное действие шума на организм человека в наибольшей степени сказывается на органах слуха и центральной нервной системе. Даже незначительный шум (50-60 дБА) создает значительную нагрузку на нервную систему, воздействует на нее психологически. Отсутствие необходимой

тишины, особенно в ночное время, приводит к преждевременной усталости, а иногда и к заболеваниям. Длительное воздействие сильного шума (более 80 дБА) вызывает общее утомление, снижает слуховую чувствительность, может привести к профессиональной тугоухости и даже к шумовой травме (при уровнях более 120 дБА). При этом у пострадавших отмечаются головокружение, шум и боль в ушах, может лопнуть барабанная перепонка.

Однако производственный шум негативно влияет не только на органы слуха. При уровне шума более 90 дБА наблюдается повышение давления, головокружение и боли в голове, изменения ритма сердцебиения и дыхания, снижение остроты зрения. Его действие может приводить к замедлению скорости реакций и ослаблению внимания. Такие изменения в условиях газодобывающего промысла увеличивают риск возникновения чрезвычайных ситуаций. Также имеет место рост заболеваемости персонала, снижение производительности и трудоспособности.

Таблица 22 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука [24]

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБа
	31,5	53	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Таблица 23 – Гигиенические нормы уровней виброскорости [25]

Вид вибрации	Допустимый уровень виброскорости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Технологическая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-	-

Вибрация вызывает в организме человека многочисленные реакции, которые являются причиной функциональных расстройств различных

органов. Под воздействием вибрации происходят изменения в периферической и центральной нервной системах, сердечно-сосудистой системе, опорно-двигательном аппарате. Вредное воздействие вибрации выражается в виде повышенного утомления, головной боли, болях в суставах костей и пальцах рук, повышенной раздражительности, нарушении координации движения. В отдельных случаях длительное воздействие интенсивных вибраций приводит к развитию «вибрационной болезни», ведущей к частичной или полной потере трудоспособности. [35]

К коллективным средствам защиты от шума и вибрации относят устройства: звукоизолирующие, звукопоглощающие, глушители шума, виброизолирующие, виброгасящие и вибропоглощающие.

Повышенное содержание вредных веществ в рабочей зоне

Наибольший вред при проведении работ на установке подготовки нефти, газа и воды оказывают химические вещества, встречающиеся в виде примесей природных газов или используемые на промысле. В процессе подготовки нефти и газа основным источником формирования данного фактора является возможная разгерметизация трубопровода или аппарата, а также нарушения технологического режима. В то же время зачастую на разных этапах подготовки нефти и газа для поддержания технологического режима приходится производить закачку химических реагентов. Некоторые из этих веществ при высоких концентрациях в воздухе рабочей зоны оказывают негативное влияние на организм человека и имеют свои предельно допустимые концентрации (ПДК). В таблице 24 объединены вещества, встречающиеся наиболее часто при проведении работ на установках подготовки нефти, газа и воды. [34]

Таблица 24 – Описание вредных веществ и их воздействия на человека

Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	Предельно допустимая концентрация в воздухе рабочей зоны, мг/м ³
Нефть	Пары обладают наркотическим действием; вызывают отравление; при контакте с кожей возможна пигментации	10 - при перекачке; 300 - при хранении
Нефтяной газ	Оказывает физиологическое воздействие, напоминающее опьянение	300
Дизельное топливо	Мало токсично; раздражает слизистую оболочку и кожу человека	300
Масло промышленное	Мало токсично; раздражает слизистую оболочку и кожу человека	300
Тосол А-65	Не представляет опасности ингаляционных отравлений. Опасен при попадании вовнутрь.	9,6
Ингибитор коррозии СНПХ	Оказывает отравляющее воздействие на организм	40
Дезэмульгатор-сепарол	Оказывает отравляющее воздействие на организм	40
Метанол	Оказывает отравляющее воздействие на организм	5

К средствам индивидуальной защиты относятся специальная одежда, специальная обувь и другие средства (изолирующие костюмы, средства защиты органов дыхания, средства защиты рук, средства защиты головы, средства защиты лица, средства защиты глаз). Вместе с сумкой от противогаза прилагается в обязательном порядке бирка с именем работника и паспорт противогаза, а на противогазе должен быть штамп о его исправности и сроке следующего испытания.

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья или гибель человека.

Расположение рабочего места на значительной высоте от уровня пола или земли

Основным опасным производственным фактором при работе на высоте является расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола) и, связанное с этим возможное падение работника или падение предметов на работников. При проведении высотных работ должны устанавливаться ограждения опасной зоны, при необходимости работы должны проводиться с применением предохранительного пояса и страховочного каната, а также с применением средств подмащивания.

В зависимости от выполняемой работы, работники должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, такими как специальная одежда, специальная обувь, каска, очки, защитные перчатки, при необходимости предохранительными поясами.

Статическое электричество

Главным источником формирования данного фактора является возможность возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти (конденсата) друг о друга или со стенкой трубы (оборудования). Электрические заряды при перекачке нефтепродуктов возникают как в самом нефтепродукте, так и на стенках сосудов, трубопроводов, в которых она находится. Величина возникающего заряда статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара. Технологические операции с нефтепродуктами, являющимися хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества. Для

устранения опасности разрядов статического электричества при технологических операциях необходимо предусматривать следующие меры:

- заземление резервуаров, цистерн, трубопроводов;
- снижение интенсивности генерации зарядов статического электричества путем уменьшения скорости налива при правильном подборе диаметра трубопровода.

Заземляющие устройства для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами для электрооборудования и молниезащиты. Нефть и конденсат должны закачиваться в резервуары без разбрызгивания или бурного перемешивания. Для предотвращения образования опасных разрядов статического электричества скорость налива нефти при заполнении порожнего резервуара должна быть не более 1 м/с до момента затопления верхней образующей приемо-раздаточного патрубка. Ручной отбор проб допускается не ранее, чем через 10 минут после прекращения налива.

5.2 Экологическая безопасность

В связи с тем, что данное проектируемое решение является частью установки подготовки нефти, газа и воды, рассмотрим влияние данной установки на окружающую среду. При выполнении работ на установке необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, условия землепользования, установленные законодательством по охране природы.

При организации работ необходимо осуществлять мероприятия и работы по охране окружающей среды, которые должны включать предотвращение потерь природных ресурсов. Для снижения воздействия на поверхность земель предусмотрены следующие мероприятия:

- своевременная уборка мусора и отходов для исключения загрязнения территории отходами производства;
- запрещение использования неисправных, пожароопасных транспортных и строительно-монтажных средств;
- применение строительных материалов, имеющих сертификат качества;

- выполнение работ, связанных с повышенной пожароопасностью, специалистами соответствующей квалификации.

Защита селитебной зоны

Расположение производственной территории относительно селитебной:

- при проектировании зоны необходимо обеспечить защиту селитебной территории от загрязнения промышленными газами, отходами, сточными водами.

- промышленные предприятия должны быть удалены от селитебной территории на расстояние, соответствующее степени вредности предприятия.

В соответствии с Санитарными Нормами 245-71, в зависимости от вида производства, выделяемых вредных выбросов и условий технического процесса установлена протяженность санитарно-защитной зоны.

Территория санитарно-защитной зоны должна быть благоустроена и озеленена по проекту благоустройства, разрабатываемому одновременно с проектом строительства или реконструкции предприятия.

В санитарно-защитной зоне допускается размещать:

а) предприятия, их отдельные здания и сооружения с производствами меньшего класса вредности, чем производство, для которого установлена санитарно-защитная зона при условии аналогичного характера вредности;

б) пожарное депо, бани, прачечные, гаражи, склады, здания управлений, конструкторских бюро, учебных занятий, магазинов, предприятий общественного питания, поликлиники;

в) помещения для дежурного аварийного персонала и охраны предприятий по установленному списочному составу, местные и транзитные коммуникации, ЛЭП, электростанции и т.д.

С целью уменьшения загрязнения атмосферного воздуха вредными веществами, выделяемыми стационарными источниками, размещение их осуществляется с учетом господствующего направления ветра, чтобы

уменьшить попадание веществ, загрязняющих атмосферный воздух, на селитебную зону.

Защита атмосферы, литосферы и гидросферы

Таблица 25 - Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при эксплуатации установки подготовки нефти, газа и воды

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Атмосфера	Выбросы вредных и токсичных веществ при сжигании попутного нефтяного газа на факелах и при продувке оборудования	Строительство газокompрессорной станции
Литосфера	Засорение почвы нефтепродуктами	Отправление отходов на полигон ОАО «Полигон» г. Томск
	Загрязнение почвы производственными и бытовыми отходами	Отходы производства направляются на переработку и обезвреживание по договору со специализированными организациями. Бытовые отходы размещаются на полигоне ТБО.
Гидросфера	Загрязнение промышленными стоками	Подготовка промышленных стоков и дальнейшее использование в системе ППД
	Загрязнение бытовыми стоками	Созданы очистные сооружения для бытовых стоков (канализационные устройства, септики)

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Возможные ЧС на объекте:

- разгерметизация трубопровода;
- взрыв;
- пожар.

Наиболее типичной ЧС является разгерметизация трубопровода с вероятностью возникновения пожара.

Возможные источники и причины пожаров и взрывов на рабочем месте:

- наличие легковоспламеняющихся жидкостей и взрывопожароопасных паров;
- наличие в котельной источника открытого огня и нагретых поверхностей;
- возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования;
- наличием электрооборудования;
- наличие нагретых поверхностей оборудования и трубопроводов;
- несоблюдение правил хранения смазочных масел и обтирочных материалов;
- возможность возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти друг о друга или со стенкой трубы.

Для обеспечения контроля возникновения пожара во взрыво- и пожароопасных зонах устанавливаются взрывозащищенные извещатели пожарные типа ИП, ручные типа ИПР и оповещатели (устанавливаются снаружи вне опасной зоны). Шлейфы пожарной сигнализации выводятся на приемные приборы пожарно-охранной сигнализации, устанавливаемые в помещении операторной УПН.

Главная задача при возникновении пожара – его оперативная локализация. Небольшие загорания, а также пожары в начальной стадии могут быть успешно ликвидированы обслуживающим персоналом первичными средствами пожаротушения: порошковые и углекислотные огнетушители, асбестовые полотна, грубошерстные ткани (кошма, войлок), песок. Для локализации и ликвидации пожара должны использоваться стационарные средства пожаротушения.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Установка подготовки нефти, газа и воды является объектом повышенной опасности для всего персонала, а также объектом, на котором установлено дорогостоящее оборудование, эксплуатировать которое должны специалисты предприятия, которые прошли обучение и имеют допуск к работе

оборудования, транспорта, а также знают, как действовать в случаях аварий, в нештатных ситуациях.

Правила безопасного ведения работ регламентируются ПБ 12-368-00 "Правила безопасности в газовом хозяйстве", который разработан в соответствии с "Положением о Федеральном горном и промышленном надзоре России" и учитывают требования Федерального закона "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.97 N 116-ФЗ, а также других действующих нормативных документов.

Допуск к работе имеют лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, обученные безопасным методам и приемам работы, применению средств индивидуальной защиты, правилам и приемам оказания первой медицинской помощи пострадавшим и прошедшие проверку знаний в установленном порядке.

Лица женского пола могут привлекаться к проведению отдельных газоопасных работ, предусмотренных технологическими регламентами и инструкциями и допускаемых законодательством о труде женщин.

К выполнению работ допускаются руководители, специалисты и рабочие, обученные и сдавшие экзамены на знание правил безопасности и техники безопасности, умеющие пользоваться средствами индивидуальной защиты и знающие способы оказания первой (доврачебной) помощи.

Основным органом государственного надзора и контроля за состоянием охраны труда является Федеральная служба по труду и занятости. В ее структуру входят Управление надзора и контроля за соблюдением законодательства о труде, территориальные органы по государственному надзору и контролю за соблюдением трудового законодательства и иных нормативных правовых актов, содержащих нормы трудового права, государственные инспекции труда субъектов Российской Федерации.

Заключение

1. Проведен анализ и изучение существующих способов снижения потерь легких жидких углеводородов на нефтяных промыслах;
2. В программном комплексе UniSim Design R460 была смоделирована схема установки подготовки нефти и компримирования и попутного нефтяного газа Северо-Останинского месторождения;
3. Проведен анализ свойств товарной нефти при различных способах утилизации ЛЖУ на УПН;
4. В результате анализа свойств полученной товарной нефти наиболее рационально утилизировать ЛЖУ на данный момент можно путем рециркуляции их в технологический процесс подготовки нефти, а именно на первую ступень сепарации. В этом случае нефть удовлетворяет требованиям ГОСТ 51858-2002 (ДНП не превышает 66,7 кПа), а выход её может увеличиться до 9,8 % масс.

Список использованных источников

1. Иванов С. С. Разработка ресурсосберегающей технологии подготовки попутного нефтяного газа: диссертация кандидата технических наук : 25.00.17 / Иванов Сергей Сергеевич; Тюмень, 2012.- 132 с.
2. Широкова Г.С., Елистратов М.В. Аспекты получения жидкой углеводородной продукции в ракурсе обязательной утилизации попутного нефтяного газа. Газовая промышленность. - М.: Газоил пресс, 2010, № 4. - С. 57-62.
3. А.Г. Гумеров. Выбор методов утилизации нефтяного газа и оценка эффективности их внедрения на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Нефтяное хозяйство, 2008, № 9. - С. 50-52.
4. Иванов С.С., Тарасов М.Ю. Снижение потерь легких жидких углеводородов на нефтяных промыслах // Нефтяное хозяйство. 2013. № 1. С. 96–99.
5. Андреева Н.Н., Иванов С.С., Тарасов М.Ю. Использование легких жидких углеводородов при эксплуатации систем промышленной подготовки, транспорта и реализации нефтяного газа // Нефтяное хозяйство. 2011. № 11. С. 92–94.
6. Андреева Н.Н., Иванов С.С., Тарасов М.Ю. Использование легких жидких углеводородов при эксплуатации систем промышленной подготовки, транспорта и реализации нефтяного газа // Нефтяное хозяйство. 2011. № 11. С. 92–94.
7. Иванов С.С., Тарасов М.Ю., Варламов Н.В., Фахретдинов И.З. Обобщение опыта ОАО «Гипротюменнефтегаз» по использованию попутного нефтяного газа // Нефтяное хозяйство. 2013. № 6. С. 114–118.
8. Иванов С.С., Тарасов М.Ю., Зобнин А.А., Жиряков В.Ю., Зырянов А.Б. Увеличение выхода нефти и снижение содержания легких жидких углеводородов в попутном нефтяном газе при проектировании установок подготовки нефти (часть 1) // Нефтяное хозяйство. - 2011. - № 8. - С. 138-140
9. Иванов С.С., Тарасов М.Ю., Зобнин А.А., Жиряков В.Ю., Зырянов А.Б. Увеличение выхода нефти и снижение содержания легких жидких

- углеводородов в попутном нефтяном газе при проектировании установок подготовки нефти (часть 2) // Нефтяное хозяйство. - 2011. - № 9. - С. 116-118
10. Чуракаев А.М. Переработка нефтяных газов. - М.: Недра, 1983. - 279 с.
 11. Берлин А.М., Гореченков В.Г., Волков Н.П. Переработка нефтяных и природных газов. - М.: Химия, 1981 г. - 472 с.
 12. Лобков А.М. Сбор и обработка нефти и газа на промысле. - М.: «Недра», 1968.-285 с.
 13. Зиберт Г.К., Запорожец Е.П., Валиуллин И.М. Подготовка и переработка углеводородных газов и конденсата. Технологии и оборудование: Справочное пособие. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: ООО «Недра- Бизнесцентр», 2008. - 734 с.
 14. Гельперин И.И., Зеликсон Г.М., Рапопорт Л. Л. Справочник по разделению газовых смесей методами глубокого охлаждения. - М.: Госхимиздат, 1963. - 512 с.
 15. Николаев В.В., Бусыгина Н.В., Бусыгин И.Г. Основные процессы физической и физико-химической переработки газа. - М.: ОАО «Издательство «Недра», 1998 г. - 184 с.
 16. Кельцев Н. В. Основы адсорбционной техники. 2-е изд., перераб. и доп. - М., «Химия», 1984. - 592 с.
 17. Мембранная технология в решении экологических проблем газовой промышленности / Т.С. Казарян, А.Д. Седых, Ф.Г. Гайнуллин, А.И. Шевченко и др. - М.: Недра, 1997. - 227 с.
 18. Мулдер М. Введение в мембранную технологию. - М.: Мир, 1999. - 513
 19. Булавинов С.Л. Мембранная технология для переработки и утилизации ПНГ // «Экологический вестник России». - 2009. - № 12. - С. 11-15
 20. Бочков Ф.А., Белошарпа А.Н., Рыбин В.В., Коваленко Н.А., Булавинов С.Л., Крашенников Е.Г. Применение мембранной технологии разделения газов для подготовки газа в ООО «РН-Краснодарнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. - 2010. - № 8. - С. 66-68

21. Постановление Совмина СССР от 22.10.1990 N 1072 "О единых нормах амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР"
22. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
23. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
24. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
25. ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования
26. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
27. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
28. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
29. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение
30. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.
31. Охрана труда в нефтяной промышленности / М.М. Сулейманов, Г.С. Газарян, Э.Г. Манвелян, А.Б. Тимошук. - М. : Недра, 1985. - 391 с
32. Долин П. И. Справочник по технике безопасности. М.: Энергоиздат, 1982. 800 с.
33. ГОСТ 12.1.004–91. Пожарная безопасность. Общие требования (01.07.92)
34. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
35. ГОСТ 12.1.019-79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

Приложение А

Associated petroleum gas. Methods of APG utilization

Associated petroleum gas (APG), or associated gas, is a form of natural gas which is found with deposits of petroleum, either dissolved in the oil or as a free "gas cap" above the oil in the reservoir. Associated petroleum gas should be separated from oil for the oil to comply with the applicable standards. Independent from the source of the natural gas, once separated from crude oil it commonly exists in mixtures with other hydrocarbons such as ethane, propane, butane and pentanes. In addition, raw natural gas contains water vapour, hydrogen sulphide (H₂S) and carbon dioxide (CO₂), nitrogen (N₂) and other compounds. Associated gas that contains such impurities cannot be transported easily and also cannot be used without treatment since it is recovered during the oil production process. For a long time, APG used to be a by-product for oil companies, that's why the problem of its disposal was settled in rather an easy way – it was burnt. Not too long ago when flying over Western Siberia one could observe a multitude of burning flares: that was associated petroleum gas being burnt.

In Russia the annual emission volume of CO₂ caused by gas combustion in flares totals some 100 million tons. Another threat lies in black emissions: ecologists think that black microparticles may travel long distances and settle on snow or ice surface.

Recently, the situation with APG disposal has started to change. Oil companies pay more and more attention to the issue of associated gas rational use. This process is accelerated by the Russian Federation Government Resolution No.7 of January 8, 2009, which stipulates the requirement that the associated gas use level should reach 95 per cent. If this does not happen, oil companies will be liable to stiff fines. Gazprom elaborated the Medium-Term Investment Program for Enhancement of APG Use Efficiency over 2011 to 2013. In 2010 the APG use level within Gazprom Group amounted to the average of 64 per cent, moreover, Gazprom Dobycha Orenburg, Gazprom Pererabotka and Gazprom Neft Orenburg already use 100 per cent of APG.

The preparation and use of associated (dissolved) petroleum gas is considered an integral part of the overall structure of field development, as part of design technological documents for the development of oil fields, the following works are envisaged:

- calculation of annual volumes of associated petroleum gas extraction;
- calculation of cumulative gas production by years with the aim of choosing how to use it;
- determination of physical and chemical characteristics of associated petroleum gas and a description of its consumer properties;
- identification of possible consumers of associated petroleum gas and products of its processing;
- selection of equipment and technologies for the use of associated petroleum gas;
- environmental assessment of associated petroleum gas use options;
- technical and economic calculations that justify the choice of use cases and the maximum utilization rate of associated petroleum gas

There are many ways of APG rational use, but only few are applied in practice. The basic way of APG use is its separation into components, mostly represented by stripped dry gas (actually, natural gas, methane for the most part, which may contain some ethane). The second group of components is represented by natural gas liquids (NGL). It is a substance mixture with two or more carbon atoms (C₂+ fraction). It is this mixture which is used as a raw material in petrochemistry.

Associated petroleum gas separation processes run at low-temperature condensing and low-temperature absorption units. After the separation, stripped dry gas may be conveyed through a conventional pipeline, whereas NGL may be delivered for further processing to produce petrochemicals.

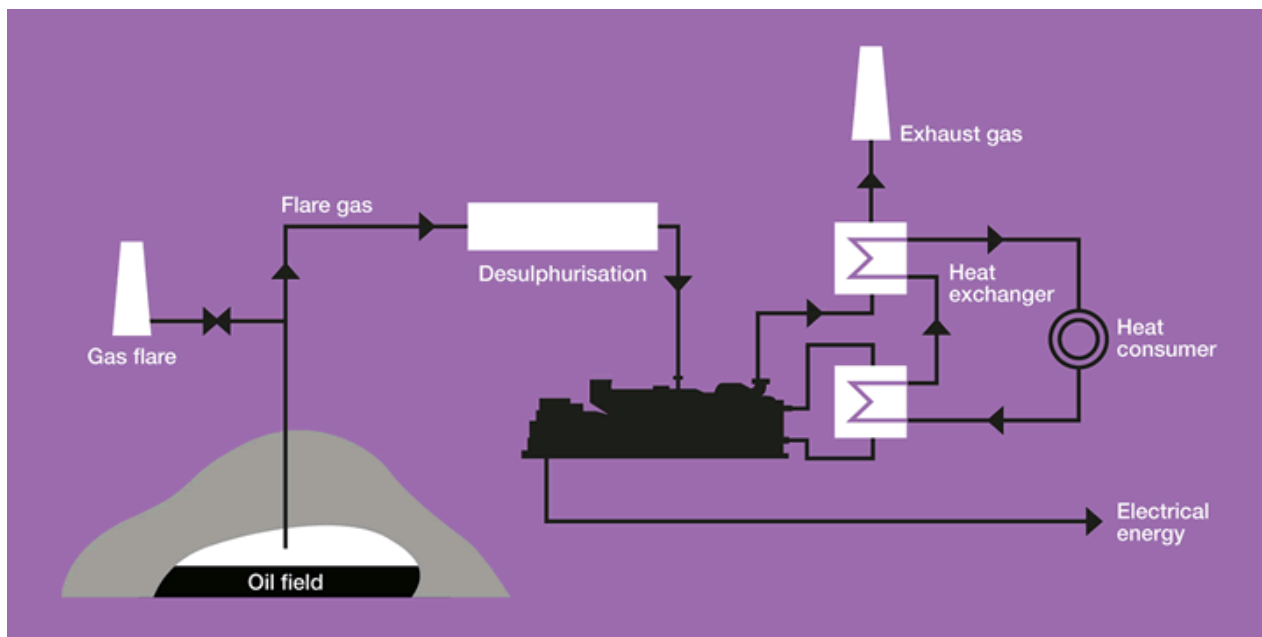
The plants for gas, oil and gas condensate processing into petrochemicals are high-technology complexes combining chemical and petrochemical facilities. Hydrocarbon feedstock is processed at facilities of Gazprom's subsidiaries, that is

at the Astrakhan, Orenburg and Sosnogorsk Gas Processing Plants, the Orenburg Helium Plant, the Surgut Condensate Stabilization Plant and the Urengoy Condensate Treatment Plant.

Associated petroleum gas may also be used at power generation units for – this allows oil companies to settle the issue of power supply to infrastructure facilities without electricity purchases. Associated petroleum gas respectively field gas is typically a byproduct from the oil and gas exploration and it is not conditioned regarding lower heating value (LHV), Wobbe-index or content of higher hydrocarbons in a gas conditioning plant (GCP). APG can show similar compositions to natural gas in general, but has significantly higher fluctuations regarding the specific composition, which may have a direct impact on the knock resistance (see methane number). In most cases, installations of power generation with associated gas are in remote areas. Power supply in such areas – if it exists at all is often poor. Therefore, the common solution in the past was to use diesel gensets. Due to rapidly rising oil and consequently diesel fuel prices, this solution has become increasingly uneconomical. Furthermore, the supply of diesel fuel and the necessary storage also are becoming more expensive. The composition of associated petroleum gas is often well suited for the combustion in gas engines. However treatment in the form of dehumidification and removal of condensable hydrocarbons from the gas is generally required. Due to the often relatively high content of higher hydrocarbons, a derating of the nominal natural gas output may be required. In the case of a high concentration of H₂S, desulphurisation of the gas may also be needed. The gas that is treated in the above-mentioned way is a valuable fuel for the independent power supply with gas engines. The engines are normally installed in containerised units with all peripheral systems (ventilation, silencers, cooling, control room) installed inside or on the roof. Depending on local demands, the waste heat from the engines can also be used for heating or cooling purposes on site.

Moreover, APG may be reinjected into a formation to increase the oil recovery factor. This process is called cycling.

The use of APG in Western Siberia is carried out in two main directions: external transport to the consumer (at the GPP, into the Gazprom system) and use within the field (for local needs, injection into the formation, processing into liquid products). The options for the use of APG are given in Table 1.



Picture 1 - Generation of electricity

Table 1 - Options for Associated Petroleum Gas

Direction of use	Option
I. Gas injection for delayed storage	1. Injection into underground gas storage
	2. Organization of water and gas impact
	3. Arrangement of gas impact
	4. Arrangement of thermal and gas-gas exposure
II. Gas transportation to the consumer	5. Gas transportation to GPP
III. Gas processing	6. Processing with obtaining SOG, NGL
IV. Transport in other aggregate states	7. Liquefied gas to produce LNG, NGL
	8. Transportation in gas hydrate form
V. Gas chemistry	9. Preparation of methanol
	10. Preparation of synthetic liquid hydrocarbons
VI. Power generation	11. Electricity generation at autonomous power plants (AES)
VII. Heat production	12. Generation of heat energy in boiler rooms, ovens
VIII. Mechanical power generation	13. Development of mechanical energy for driving dynamic equipment

Natural gas liquid

Currently, in the process of oil preparation and compression of associated petroleum gas, the distribution of hydrocarbons to the oil and gas phase releases light liquid hydrocarbons, which are a liquid mixture of propane, butane, pentanes with

methane, ethane, hexanes, and heavier hydrocarbons and non-hydrocarbon components.

In the field practice of many oil and gas enterprises, LVFs are dumped into drainage tanks connected to a low pressure flare system, as a result of which a significant part of them evaporates and is burned. LJU generated during the gas transportation process, together with the oil gas, are sent to gas processing plants (GPP). At the same time, LPG (hydrocarbons and water) is not provided to the GPP, since it can contain residues of oil and heavy hydrocarbons, which makes the composition of the broad fraction of light hydrocarbons (NGL) produced at the GPP heavier. The incoming gas to the GPP condensate is separated in the receiving separators and disposed of - mainly sent back to the oil companies (in the oil collection system or drainage tanks of oil treatment plants).

In this regard, it is necessary to fix legislatively the concept of LLU produced from oil gas at the objects of collection, preparation and transport of oil, giving them the status of products on a par with commercial oil. This expansion of the range of products of the oil and gas producing enterprise also determines the variability of technological solutions in the areas of transport (sale) of oil gas and products produced from it.

Requirements for associated petroleum gas sent from the fishery to further preparation are not available. Thus, associated petroleum gas, which is one of the three oil treatment products in the fields (gas, oil and water), has no quality requirements.

Associated petroleum gas sent from the fishery to preparation or processing after separation contains a large number of light liquid hydrocarbons (LLU) which, when recovered from associated petroleum gas and mixed with rasgavated oil, can increase the yield of oil, provided that the requirements for saturated vapor pressure (not more than 66.7 kPa).

The requirements for associated petroleum gas, separated after the separation of oil and sent from the fishery for preparation or processing, should be:

- content of hydrocarbons C4 and above;

- Drip fluid content;

depending on the properties of the oil:

- gas oil factor;
- density of dissolved gas.

Depending on the properties of the oil, the technology of the associated petroleum gas production processing should also be determined after oil separation in order to extract and store liquid hydrocarbons in the petroleum oil before being supplied to the consumer or for further preparation and processing.

Methods of preparing associated petroleum gas

The main technological modules for gas preparation at oil fields, modernization of which is carried out depending on the APG utilization direction:

- purification of passing gas from the dropping liquid;
- compression of intermediate and final separation gases, as well as separation stages in the apparatus up to pressure I;
- purification of associated gas from hydrogen sulphide;
- dehydration of associated gas to prevent the loss of water condensate in the pipeline and hydrate formation;
- topping up associated gas to restore the potential of oil and prevent the loss of hydrocarbon condensate in the pipeline;
- compression of the associated gas to the pressure required for transport to the consumer.

The main purpose of processing associated gas is to maximize recovery from associated petroleum gas and store liquid hydrocarbons in oil. The following methods are known for both factory and commercial preparation and processing of associated petroleum gas:

- low-temperature separation (condensation, rectification);
- absorption, low-temperature absorption;
- adsorption;
- membrane gas separation;
- compression method.

Low-temperature condensation is the process of cooling an isobaric gas (at constant pressure) to temperatures at which the liquid phase appears at a given pressure. The separation of hydrocarbon gases by this method is carried out by cooling them to a prescribed temperature at constant pressure accompanied by condensation of the components extracted from the gases, followed by separation in the separators of the gas and liquid phases. Low-temperature separation is the process of isentropic or isentropic extraction of "heavy" hydrocarbons from gas by

single condensation at low temperatures followed by separation in gas and liquid-phase separators.

During the low-temperature gas separation, the cooling continues to a predetermined degree of vapor phase condensation, which is determined by the required depth of extraction of components from the gas (hydrocarbon dew point, methane-index, heating value) and is reached by a certain temperature of the cooling process from the source gas composition and pressure. This temperature is achieved by applying the calculated amount of cold to the desired temperature level.

The same degree of condensation of the source gas (the required degree of recovery of components) can be achieved by various combinations of temperature and pressure values. As the pressure in the system increases, that is, as the partial pressure of each component increases, the degree of condensation at a constant temperature increases and a process similar to the process of isobaric cooling occurs.

The degree of condensation of hydrocarbons will increase in the case of an increase in the pressure of the condensation process at a constant temperature, and also with a decrease in the process temperature at constant pressure. With increasing pressure and constant temperature, the degree of condensation will increase with deterioration in the clarity of hydrocarbon separation: a significant amount of light passes into the liquid phase along with the heavy components. With a decrease in the temperature of the condensation process and constant pressure, an increase in the degree of condensation is accompanied by a clearer separation of light and heavy hydrocarbons.

Absorption is the absorption of gases or vapors from gas (steam) mixtures by liquid absorbers, called absorbents due to diffusion. The process of absorption is selective and reversible. Each absorbent has the ability to absorb well some components of the gas mixture, while others absorb slightly, or not at all absorbed.

The absorption process is based on the difference in the partial pressures of the absorbed component in the gas and liquid. The greater the difference in the partial pressures of the component in the gas and liquid, the greater the absorption (absorption). As this difference is reduced, the absorption goes less intensively and

completely ceases when the partial pressure of the component in the gas and liquid becomes the same. If, however, the partial pressure of the component in the liquid phase is greater than in the gas (vapor), desorption occurs, a process that is inverse to absorption. During desorption, the absorbed component passes from the liquid phase to the vapor phase. A high temperature and a low partial pressure of this component contribute to the transition of the target product (extracted from the gas) from the liquid to the vapor phase. The high temperature is achieved by preheating the saturated adsorbent, and the low partial pressure of the desorbed gases under the liquid phase is provided by low pressure and by feeding the stripping agent (water vapor or low molecular weight hydrocarbons).

The most common process of oil absorption. propane recovery ratio (considered a key component) is 0.6-0.9, butanes - 0,8-0,98 and natural gasoline - 0,94-0,99. hydrocarbon recovery factor depends on the pressure, temperature, absorption, preliminary saturation of the absorbent and the preliminary topping crude gas quality absorbent contacting relation between the amounts of the absorbent and the gas, the number of trays in the absorber, their structures and the gas velocity in the absorber.

The higher the pressure in the absorption process, the more equal the recovery ratio of propane and heavier hydrocarbons, other things being equal. Also, with an increase in pressure increases the solubility of methane and ethane in the absorbent, which leads to considerable losses of heavy hydrocarbons with discharge gases from diverging from the absorber-stripper column.

The best among the absorbents is one that is similar in nature to the gas to be separated. The efficiency of the process is determined by the number of moles of the absorbent coming into contact with the gas. The less the molecular mass of the absorbent, the more its moles per unit volume, the less circulation at the same degree of extraction of the target components.

In installations for low-temperature absorption, gasoline produced from gas is often used as an absorbent. If the absorption process is carried out at a temperature of 25-40 ° C, kerosene, gas condensate with a molecular weight of 135-140, oil is used as an absorbent.

Adsorption is the concentration of substances at the phase interface or in the pore volume of a solid. According to the type of forces responsible for adsorption, all adsorption phenomena can be divided into two main groups: physical adsorption, and sorption based on chemical interaction forces, or chemisorption. Physical adsorption is caused by the forces of molecular interaction. Adsorption is a process of spontaneous and exothermic, i.e. the flow is accompanied by the release of heat.

The adsorption process is used to strip off gases (release of C5 + hydrocarbons), while activated granular carbons and silica gels are used as adsorbents.

Increasing the pressure of the adsorption process leads to an increase in the capacity of the adsorbent, as the temperature increases, the adsorbent capacity of the adsorbent decreases.

Adsorption plants for gas topping can be batch and continuous. The most widely used plants are batch operation, operating in a four-stage cycle: adsorption, desorption, drying, cooling. Continuous processes are not widely used because of the complexity of hardware and technological design.

The gas containing C5 + hydrocarbons flows from the bottom up through the adsorbent bed. In this case, the first portions of the gas are completely absorbed, then, as more and more new portions of gas are passed, the high-boiling hydrocarbons displace low-boiling (methane, ethane). The zone of saturation with high-boiling hydrocarbons expands with time, rising upwards. At the same time, the zone of low-boiling (low-molecular) hydrocarbons, moving upwards, gradually narrows. First, from the adsorbent, methane, then ethane, after it propane and, finally, butanes. Completeness of adsorption is determined by a sharp increase in the concentration of pentanes in the off-gas.

Membrane gas separation. Membrane is a septum with the ability to pass certain components of gas or liquid mixtures. This property is due to the difference in one or more parameters of the components of the mixtures-molecular weight, size, particle shape, electric charge, solubility, diffusion rate.

The process of separation of mixtures by the membrane method occurs in the flow of matter moving along the separation membrane. Separate particles of the

initial mixture penetrate the separation membrane, while the concentration of the substances remaining in the stream increases. Due to the hydrostatic pressure gradient, the concentration of fine particles passing through the membrane increases in the permeate, and large particles of the initial solution form a transit. The driving force for the separation of mixtures is mainly the excess pressure from the source stream or the concentration gradient of the substances to be separated.

The membrane separation process proceeds without changing the phase state of the separated mixture at a constant temperature, the mixture is not subjected to chemical attack. This separation technology provides low energy costs, simplicity and compactness of equipment.

With the use of membrane technology, a gas stream rich in "heavy" hydrocarbons is formed, which must be liquefied, which is a significant drawback of this technology.

Currently, a polymer membrane developed and implemented by GRASYS is proposed for the separation of hydrocarbons from associated petroleum and natural gases. This polymer membrane is designed to regulate the dew point of natural gas, the preparation of fuel gas in front of electricity generators, as well as the release of hydrocarbons from waste streams of petrochemicals and oil refining and has the following properties and advantages:

- hollow fiber configuration;
- concentration of the most easily condensed components in the permeate (ie low pressure zone), which excludes the possibility of their condensation in the volume of the membrane plant;
- methane is one of the least penetrating components, which makes it possible to receive prepared gas (fuel, or for transportation) with a pressure of 0.1-0.3 MPa below the initial one;
- chemical and operational resistance to the impact of all components of associated petroleum gas (especially C6 + and sulfur compounds).

Compression method of topping consists in gradual compression of gas and condensation of hydrocarbons with cooling of gas to ambient temperature in air

coolers. This method does not provide high hydrocarbon withdrawals from gas and is used for gases containing a significant amount of heavy hydrocarbons and a small amount of nitrogen.

Taking into account all the specificity of these gas preparation and processing measures as well as the goal of the associated oil gas preparation before delivery, the maximum recovery of light liquid hydrocarbons and their storage in oil (while meeting the requirements for commercial oil in terms of saturated vapor pressure) is no more than 66.7 kPa . So, it is recommended to consider the following processes:

- a compression method;
- a method of low-temperature condensation;
- a combination of these methods.