

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ РЕЦИРКУЛЯЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

УДК 622.276.72:620.197.3

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ03	Шабанов Игорь Евгеньевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Матвеев Иван Васильевич	к.ф.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.04.01. Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ03	Шабанову Игорю Евгеньевичу

Тема работы:

Анализ технологии рециркуляции попутного нефтяного газа на Юрубчено-Тохомском месторождении	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№143-29/с от 23.05.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	22.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-геофизическая характеристика месторождения, анализы глубинных проб скважин Юрубчено-Тохомского месторождения, технологическая схема установки подготовки нефти УПН-1 Юрубчено-Тохомского месторождения, нормативно-техническая документация, ЛНД компании АО «Востсибнефтегаз».
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Введение Глава 1 Проблема разработки месторождений с высоким газовым фактором Глава 2 Характеристика объекта исследования Глава 3 Методика исследования и методы обработки результатов измерения газового фактора

	Глава 4 Технология подготовки продукции нефтяных скважин с высоким газовым фактором Глава 5 Технологическое решение для практической реализации разработки месторождений с повышенным газовым фактором в условиях исследуемого объекта Глава 6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение Глава 7 Социальная ответственность Список публикаций Список использованных источников ПРИЛОЖЕНИЕ 1-6 Приложение II . Association petroleum gas recirculation technology analysis on Urubcheno-Tokhonskoe field
Перечень графического материала	Технологическая схема установки подготовки нефти УПН-1, отчёты об анализах глубинных проб скважин Юр-22, Юр-24, Юр-72
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Шарф И.В., д.э.н, профессор ОНД ИШПР
Социальная ответственность	Сечин А.А., к.т.н, доцент ООД ШБИП
Иностранный язык	Матвеев И.А., д.ф.н, профессор ОИЯ ШБИП
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
<i>Раздел на английском языке:</i> Приложение II. Association petroleum gas recirculation technology analysis on Urubcheno-Tokhonskoe field	
<i>Разделы на русском языке:</i> реферат, введение, заключение, главы 1-7	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.03.2022
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Матвеев Иван Васильевич	к.ф.-м.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ03	Шабанов Игорь Евгеньевич		

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

Школа	Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки	21.04.01. Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Период выполнения	весенний семестр 2021/2022 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	23.06.2022
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
17.01.2022	Введение	5
05.02.2022	Постановка цели и задач исследования	10
18.02.2022	Выбор объекта и предмета исследования	5
07.03.2022	Характеристика объекта исследования	10
18.03.2022	Аналитический обзор по теме уноса нефти газом, технологии рециркуляции.	10
29.04.2022	Результаты исследований и их обсуждение	15
03.04.2022	Разработка рекомендаций по применению метода	15
13.04.2022	Финансовый менеджмент	5
28.04.2022	Социальная ответственность	5
03.05.2022	Заключение	5
15.05.2022	Раздел на иностранном языке	10
21.05.2022	Подготовка и оформление доклада	5
	Итого	100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Матвеев Иван Васильевич	к.ф-м.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа 106 страниц, 38 рисунков, 24 таблицы, 32 источника, 7 приложений.

Ключевые слова: повышенный газовый фактор, технология рециркуляции попутного нефтяного газа, методы измерения повышенного газового фактора, причины возникновения повышенного газового фактора.

Объектом исследования является Юрубчено-Тохомское месторождение, а предметом – технология рециркуляции попутного нефтяного газа.

Цель работы – анализ эффективности технологии возврата газа с концевой ступени сепарации на первую ступень сепарации.

В работе представлены основные причины возникновения повышенного газового фактора, методы его измерения и оценка влияния на физико-химические процессы сепарации нефти в процессе её подготовки. В качестве основного исследования разработана технологическая схема рециркуляции попутного нефтяного газа 4 ступени сепарации, оценены результаты, в том числе компонентный состав попутного нефтяного в результате внедрения технологии, оценена экономическая эффективность. Рассмотрено влияние технологии на экологию.

Область применения: результаты исследования могут быть использованы при разработке и внедрении технологий для уменьшения уноса легких фракций нефти и повышения эффективности переработки на объектах нефтяной и газовой промышленности.

Экономическая эффективность: внедрение технологии рециркуляции газа в технологическую цепочку установки подготовки нефти обойдется компании в 9,71 млн. руб., а дополнительная прибыль компании составит 122,72 млн. руб.

СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе используются следующие сокращения:

ГФ – газовый фактор;

ГРР – геолого-разведочные работы;

ГЗУ – групповая замерная установка;

ДНС – дожимная насосная станция;

УПН – установка подготовки нефти;

ПО – программное обеспечение;

НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых;

ПНГ – попутный нефтяной газ;

ГКС – газокompрессорная станция;

ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов;

ЮТМ – Юрубчено-Тохомское месторождение;

НГК – нефтегазоконденсат;

ППД – поддержание пластового давления;

УВ – углеводороды;

ЮТЗ – Юрубчено-Тохомская зона;

ГПЗ – газоперерабатывающий завод;

УПВ – установка подготовки воды;

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;

УПСВ – установка предварительного сброса воды;

ПСМ – переключатель скважин многоходовой;

БКНС – блочная кустовая насосная станция;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

УУЛФ – узел учета легких фракций;

АНД – аппарат низкого давления;

РВС – резервуар вертикальный стальной

БЕ – блок ёмкостей;

ЭДГ – электродегидратор;

КСУ – концевая сепарационная установка;

КС НД – компрессорная станция низкого давления;

УПТГ – установка подготовки топливного газа;

НДФЛ – налог на доходы физических лиц;

НДС – налог на добавочную стоимость;

ДНП – давление насыщенных паров

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1 Проблема разработки месторождений с высоким газовым фактором	13
1.1 Ключевые понятия о газовом факторе	13
1.2 Причины образования повышенного газового фактора	17
2 Характеристика объекта исследования	21
2.1 Общие сведения о Юрубчено-Тохомском месторождении	21
2.2 Основные этапы ГРП	22
3 Методика исследования и методы обработки результатов измерения газового фактора	26
3.1 Определение ГФ при помощи ГЗУ	26
3.2 Определение ГФ на передвижных замерно-сепарационных установках ..	26
3.3 Исследование глубинных проб нефти	26
3.4 Определение ГФ с использованием метода материального баланса и констант фазового равновесия	27
3.5 Сравнением компонентных составов проб нефти и газа по ступеням сепарации	28
4 Технология подготовки продукции нефтяных скважин с высоким газовым фактором	30
4.1 Сепарация жидкости	31
4.1.1 Сепарация в АГЗУ	32
4.1.2 Сепарация в ДНС	33
4.1.3 Сепарация в отдельных сепараторах	33
4.2 Подготовка нефти на УПН	34
4.2.1 Влияние рециркуляции газа на уровень потерь углеводородов	37
5 Технологическое решение для практической реализации разработки месторождений с повышенным газовым фактором в условиях исследуемого объекта	39
5.1 ПО UNISIM DESIGN	40
5.2 Моделирование материального потока	41
5.3 Моделирование первой ступени сепарации	47

5.4 Моделирование второй степени сепарации	48
5.5 Моделирование третьей степени сепарации	51
5.6 Моделирование четвертой степени сепарации.....	55
5.7 Моделирование операции «Рецикл»	58
5.8 Результаты моделирования	59
6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	62
6.1 Определение размера капитальных вложений.....	62
6.2 Расчёт эксплуатационных затрат	63
6.3 Расчёт НДС	64
6.4 Оценка экономической эффективности.....	66
7 Социальная ответственность	70
7.1 Правовая составляющая в вопросе обеспечения промышленной безопасности	70
7.2 Производственная безопасность	73
7.3 Экологическая безопасность.....	82
7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	84
Заключение	86
Список использованных источников	89

ВВЕДЕНИЕ

Проблема эффективного использования попутного нефтяного газа актуальна для Юрубчено-Тохомского месторождения по сей день. В результате сепарации на различных ступенях с газом уносится некоторая часть пропан-бутановых и бензиновых фракций. Потери этих фракций влекут за собой упущенную прибыль для компании и оставляют экологический след при их сжигании на факельных установках.

Компании, занимающиеся разработкой месторождений с повышенным газовым фактором, сталкиваются с проблемой высокого содержания в добываемом потоке попутного нефтяного газа. Возникает острая необходимость его эффективной утилизации. Часть газа расходуется на собственные нужды предприятия, часть поступает в газонапорные установки для обратной закачки в пласт, а значительная доля сжигается на факелах, то есть используется абсолютно нерационально. Это приводит к дополнительным загрязнениям экологии и финансовым потерям для предприятий.

Наряду с утилизацией ПНГ на установке топливного газа, ГКС и обратной закачке в пласт существует метод возврата газа с концевой ступени сепарации на первый этап сепарации для повышения эффективности подготовки нефти. Данный метод позволяет минимизировать количество ШФЛУ в утилизируемом газе, в следствие чего увеличивается объём перерабатываемой нефти.

Исследованиями эффективных технологических приемов сокращения потерь паров нефти на промыслах, в том числе технологии возврата газа с концевой ступени сепарации занимался д.т.н. Тронов Валентин Петрович совместно с ТатНИПИ. Рециркуляции газа была исследована в Альметьевском товарном парке, в результате чего потери нефти были уменьшены с 1,12% до 0,43.

Существует множество технологий для улавливания ШФЛУ, в том числе применение установок улавливания легких фракций, каплеуловительных систем, активно применяющихся на ЮТМ. Однако, применение комплексных

систем улавливания легких фракций может повысить эффективность системы переработки в целом.

Таким образом, целью научно-исследовательской работы является анализ эффективности технологии возврата газа с концевой ступени сепарации на первую ступень сепарации.

Задачи:

1. проанализировать нормативно-техническую литературу и публикации по исследуемой теме с целью выявления сущности проблемы и методов её решения;
2. проанализировать причины возникновения повышенного газового фактора и методы измерения его измерения;
3. выявить геолого-физические характеристики исследуемого объекта;
4. смоделировать процесс рециркуляции в ПО UNISIM
5. оценить эффективность внедряемой технологии в процессе подготовки нефти на Юрубчено-Тохомском месторождении;

Объектом исследования является: Юрубчено-Тохомское месторождение.

Предмет исследования: технология рециркуляции газа.

1 ПРОБЛЕМА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ

1.1 Ключевые понятия о газовом факторе

При эксплуатации НГК месторождений из нефти, поднимающейся на дневную поверхность, выделяется газ. Попутный нефтяной газ (ПНГ) – газообразная смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов, добываемая совместно с нефтью через нефтяные скважины и выделяющаяся из нефти в процессе ее промысловой подготовки. Количество выделившегося газа характеризуется газовым фактором. Для наиболее правильного его определения следует воспользоваться «инструкцией по определению газовых факторов и количества растворенного газа, извлекаемого вместе с нефтью из недр».

Стоит различать два различных понятия газосодержания пластовой нефти и промыслового газового фактора.

Газосодержание (газонасыщенность) пластовой нефти – это объем газа, растворенного в пластовой нефти.

Газосодержание пластовой нефти определяется по следующей формуле:

$$G = V_{\Gamma} / V_{\text{пл.н}} \quad (1)$$

где V_{Γ} - объем газа, $V_{\text{пл.н}}$ - объем пластовой нефти.

Газосодержание пластовой нефти выражают в $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Газосодержание пластовых нефтей может достигать $300-500 \text{ м}^3/\text{м}^3$ и более, обычное его значение для большинства нефтей - $30-100 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Также известно большое число нефтей с газосодержанием не выше $8-10 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Промысловым газовым фактором называется количество добытого газа в м^3 , приходящееся на 1 м^3 (т) дегазированной нефти. Он определяется по данным о добыче нефти и попутного газа за определенный отрезок времени.

Существует несколько типов ГФ:

- начальный газовый фактор, - ГФ, определяемый за месяц с момента запуска скважины;

-текущий газовый фактор, - ГФ, определяемый за определенный интервал времени;

-средний газовый фактор в отличие от текущего определяется с момента начала разработки до определенного промежутка времени.

В зависимости от состава пластовой нефти, её газосодержания и фактических условий разработки газовый фактор может изменяться в очень широком диапазоне.

Одним из важных параметров, требующего пристального внимания со стороны разработчиков является давление насыщения. Это величина, при достижении которой начинается выделения газа в свободную от жидкости фазу. Параметр зависит от состава флюида и от температуры залежи.

Давление насыщения может быть равным пластовому, быть меньше или больше него. Последний случай наблюдается в момент начала разработки залежи, когда просадка пластового давления минимальна. По мере разработки залежи оно падает, и в результате снижения ниже давления насыщения нефть становится недонасыщенной газом. Происходит активное его выделение в свободную фазу, что затрудняет разработку в целом. Разница между пластовым и давлением насыщения может достигать десятков Мпа, как и само давление насыщения, например пробы, отобранные на разных участках Туймазинского месторождения в Башкирии, характеризуются давлением насыщения от 8 до 9,4 Мпа. Это связано с изменением по площади свойств нефти и газа, а так же зависит от обводненности продукции.

Еще один важный при разработке параметр – растворимость газа. Этот параметр характеризует количество газа, которое может быть растворено в пластовой нефти при определённом давлении и температуре. Для определения растворимости газа применяется специальное лабораторное оборудование, которое осуществляет процесс дегазирования пластовой пробы нефти с пластового давления до атмосферного. Различают два типа дегазирования: контактный и дифференциальный.

При контактном процессе разгазирования выделившийся газ остается над поверхностью нефти и взаимодействует с ней, а при дифференциальном разгазировании весь выделившийся газ непрерывно отводится из системы.

В случае дифференциального разгазирования в нефти остается больше газа, чем при контактном способе, т.к. первым из нефти выделяется метан, занимающий наибольшую долю во всем растворенном газе. Таким образом увеличивается доля тяжелых фракций, что ведет к увеличению растворимости. Для качественного анализа чаще всего применяют контактный способ, т.к. он наиболее схож с промысловыми условиями подготовки продукции на промысле.

Для эффективной утилизации попутного нефтяного газа наиболее часто используются следующие способы (рисунок 1):

- ✓ Разделение на компоненты, большую часть которых составляет сухой газ (метан с содержанием этана до 10%). Другая часть называется широкой фракцией легких углеводородов – смесь углеводородов C_2-C_8 . Их содержание не должно превышать 1%. Именно эта смесь является сырьем для нефтехимии.
- ✓ Использование в качестве топлива для энергоустановок. Позволяет предприятию экономить на электроэнергии и не зависеть от внешних ресурсов.
- ✓ Нагнетание обратно в пласт. Такое использование называется сайклинг процессом и позволяет повышать нефтеотдачу пласта.

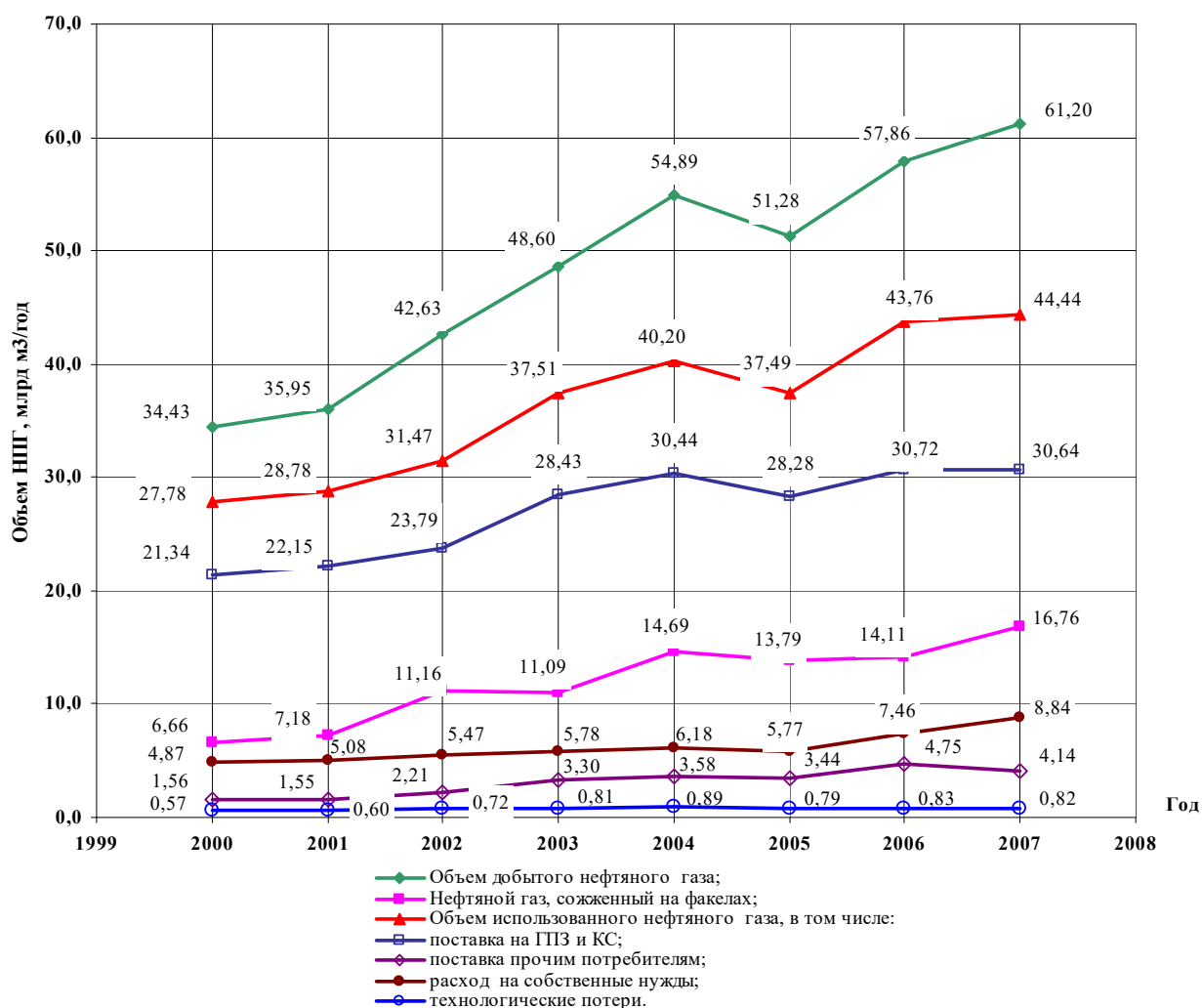


Рисунок 1 – Динамика показателей добычи и использования нефтяного газа по РФ за 2000-2007 гг.

При подсчете запасов нефти и газа объекта разработки необходимо определять: газовый фактор и количество растворенного газа, как по газу в целом, так и по отдельным частям. Перспективный ГФ и значение количества добываемого газа при применении специальных методов на пласт берутся из составленных проектов разработки. Регулярность измерения ГФ определяется руководством нефтегазодобывающего предприятия и производится согласно утвержденному плану-графику.

Опираясь на РД 39-083 - для увеличения точности учета попутного нефтяного газа и сокращения его потерь было создано требование, при котором определение газового фактора разделялось на объекты:

- ❖ отдельные скважины
- ❖ группы скважин, эксплуатирующие один объект разработки (кустовая площадка)

- ❖ отдельные ступени сепарационных систем промысловых объектов.

Определение газового фактор производится различными методами, в зависимости от условий эксплуатации скважин:

- ❖ С помощью ГЗУ типа «Спутник» и «Озна-VX»
- ❖ Непосредственным измерением количества газа и нефти на ПЗУ;
- ❖ Исследованием глубинных проб нефти. Лабораторные условия разгазирования должны соответствовать промысловым давлениям и температурам сепарации различных ступеней;

- ❖ С помощью констант фазового равновесия и метода материального баланса;

- ❖ Сравнением компонентных составов проб нефти и газа по ступеням сепарации;

- ❖ Исследование рекомбинированных проб нефти и газа.

Исследования на компонентный состав и количественное определение ГФ проводятся на опорных скважинах и по результатам исследования происходит сравнение полученных данных с показателями всей технологической цепочки, вплоть до предприятия в целом. Частота таких измерений регулируется руководством нефтегазодобывающего предприятия.

1.2 Причины образования повышенного газового фактора

Обводненность

В последнее время актуальна проблема неувязки промыслового газового фактора с его проектными значениями. По статистике было выявлено, что на большинстве таких месторождений применяется режим активного заводнения при $P_{пл} > P_{нас}$. (рисунок 2) [6].

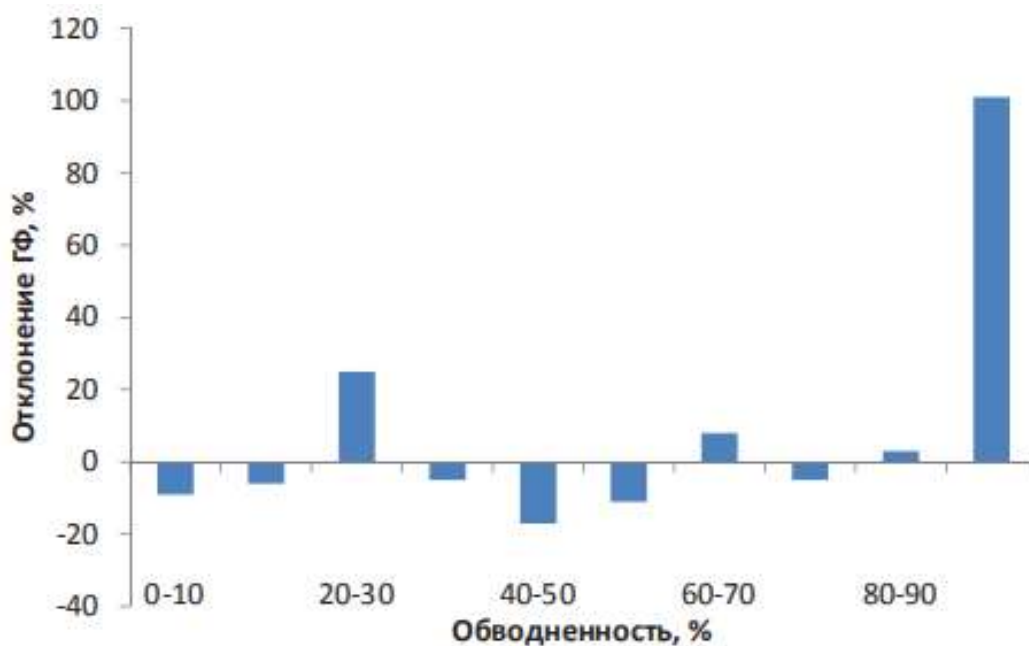


Рисунок 2 – Отклонение проектного ГФ с ростом обводненности.

Лабораторные исследования показывают, что рост ГФ пропорционален росту обводненности скважинной продукции. За счёт диффузии и абсорбции пластовая вода способна насыщаться легкими углеводородными компонентами: метан, этан, пропан, азот, углекислый газ. В результате утраты данных компонентов нефть дегазируется, её плотность и вязкость могут увеличиваться до 10-20 кг/м³ и 30% соответственно. Эффект способен затрагивать не извлекаемые части запасов, отчего проектный газовый фактор способен вырасти. Рост обводненности сказывается не только на росте ГФ, но и на термодинамических условиях подготовки нефти. [6]

Влияние обводненности на температуру жидкости на устье:

- ❖ При увеличении дебита жидкости (за счет системы ППД) сокращается время теплообмена жидкости со стенками скважины, следовательно, снижается ее охлаждение в процессе подъема.
- ❖ Повышается средняя теплопроводность за счет роста обводненности продукции. ($C_{\text{воды}} = 2 C_{\text{нефти}}$)
- ❖ При снижении динамического уровня, газ в затрубном пространстве препятствует теплообмену с породой.

Согласно расчетам, понижение температуры на 5 градусов влечет за собой снижение газового фактора на 2,7%, а при 10 градусах – на 5,6 %.

Повышенный газовый фактор при разработке НГК месторождений с газовой шапкой

Для Юрубчено-Тохомского НГК месторождения характерно высокое давление насыщения нефти – 21,19 МПа. Такое высокое давление обуславливается высоким содержанием легких фракций УВ в пластовой жидкости, поэтому в большинстве случаев на таких месторождениях присутствует газовая шапка.

Газовая шапка – пространство, в котором происходит скопление свободного газа над залежью с нефтью. В отличие от газовой залежи, газ газовой шапки может содержать тяжелые УВ. Их содержание может достигать 35-40%. В таких залежах целесообразно изначально добывать нефть, т.к. газовая шапка способствует вытеснению нефти, а потом и сам газ. Газовые шапки могут появиться и в процессе разработки залежи в следствии снижения пластового давления.

Одной из проблем разработки залежи с газовой шапкой является контроль забойного давления добывающих скважин. При снижении забойного давления ниже давления насыщения происходит интенсивное выделение газа из нефти, что сказывается на коэффициенте продуктивности пласта.

Исходя из вышесказанного следует другая проблема – проблема улетучивания легких углеводородов при $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$. Такая нефть переходит в остаточную, а остаточная нефть становится более вязкой в следствии улетучивания легких фракций, что катастрофически сказывается на нефтеотдаче.

Необходим тщательный контроль над забойным давлением, т.к. при высоком газосодержании оказывается низким минимальное забойное давление фонтанирования, и как только прекращается работа систем ППД, так забойное давление резко начинает падать, что приводит к катастрофическому снижению коэффициента продуктивности.

К достоинствам разработки месторождения данным методом можно отнести тот случай, когда обеспечивается своевременное внедрение газового заводнения, когда перед нагнетаемой водой создается широкая газовая прослойка, что в совокупности обеспечивает высокий коэффициент охвата, а также высокий коэффициент нефтеотдачи пласта.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Общие сведения о Юрубчено-Тохомском месторождении

Юрубчено-Тохомское месторождение в административном отношении расположено в пределах Эвенкийского муниципального района Красноярского края. Жилые поселки расположены вдоль реки Подкаменная Тунгуска. Население представлено в основном русскими и эвенками, основными занятиями которых являются охота, рыбная ловля, пушное звероводство. Обзорная карта района работ приведена в рисунке 3.

Источниками теплоснабжения являются котельные, работающие на сырой нефти и на попутном (не подготовленном) нефтяном газе. Также в качестве топлива используется древесина.

Энергетические потребности обеспечиваются местными дизельными электростанциями. Расстояние до ближайшей ЛЭП составляет 200 км.



Рисунок 3 – Обзорная схема района

2.2. Основные этапы ГРП

Первые геологические работы начались в двадцатые годы прошлого столетия. В результате разработалась стратиграфическая схема, описывающая верхнюю часть осадочного чехла..

В 1947 году началось масштабное изучение Эвенкийского района: в период с 1947 по 1962 гг. произвелась геологическая съемка масштабом 1:200000. Помимо геологической съемки было произведено множество полевых и обобщающих работ, что в результате дало сведения о тектоническом строении района и его гидрогеологии.

В 1980 году произвелись сейсморазведочные работы, в результате было подготовлено к глубокому бурению Юрубченское локальное поднятие. В апреле 1981 года была пробурена первая параметрическая скважина Юр-2, а в 1982 году в южной части залежи была забурена поисковая скважина Юр-2. При испытании данной скважины в интервале 2210-2251 метра, был выявлен приток газа дебитом 226 тыс. м³ / сут через штуцер 13 мм.

Бурение Юрубченского локального поднятия осложнено большими поглощениями в рифейской зоне, а так же интенсивными газопроявлениями, отчего скважины Юр-3 и Юр-4 не были добурены до своей проектной глубины.

В октябре 1984 года в поисковой скважине Юр-5 при испытании открытым эксплуатационным забоем интервала 2285-2295 метра получен приток нефти дебитом 367,4 м³/сут через штуцер диаметром 15 мм. По итогам 1984 года месторождение поставлено на Государственный баланс под названием Юрубченское.

Разведочное бурение продлилось с 1986 до 1992 года по комплексной программе оптимизации региональных, поисковых и разведочных работ в Юрубчено-Тохомской зоне нефтегазонакопления, однако работы не были закончены. В процессе разведки и в соответствии с принципом адаптивности было составлено множество дополнений к проекту: пробурены новые скважины,

изменены проектные глубины, но в связи с сокращением программы в 1992 году исследования прекратились.

Большой вклад в изучение залежи внесло бурение скважин Мдр-156, Юр-110, Юр-30, Юр-69, по которым был составлен сводный разрез, получена принципиально новая информация о стратиграфии рифейских районов и сибирской платформы.

В 1988 году разведочная скважина Юр-18 дала первый приток газа из отложений оскобинской свиты, в 1990 году скважина ВДР-6 дала приток из отложений ванаварской свиты, а в 2002 году бурением скважины Юр-72 доказано нефтенасыщение пластов Б-VIII и Б-IX оскобинской свиты.

По итогам 1990 года на Государственный баланс были поставлены Терское нефтяное и Усть-Камовское газоконденсатные месторождения. Основой для этого послужили - приток нефти в скважине Тр-1 и газа в скважине Юр-108. Обе эти скважины были расположены на большом (35-40 км) удалении от района концентрации разведочных работ. Это не позволяло объединить их в единое месторождение, однако большой объем ГРП, выполненный в 1991-1993 и бурение скважины Юр-106 доказали наличие единого поля нефтегазонасыщения. В связи с этим, в 1993 году эти месторождения были объединены в одно, получившее название - Юрубчено-Тохомское.

Лицензии выданы: ОАО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания» № ТУР 10430 НР от 16.09.1996 г. на право пользования недрами с целью геологического изучения и добычи углеводородов

На момент выдачи лицензии на территории Юрубчено-Тохомского участка пробурены 72 глубокие скважины, в том числе: параметрических - 3, поисковых - 18, разведочных - 51.

В пределах Юрубчено-Тохомского участка находится большая и наиболее изученная часть Юрубчено-Тохомского месторождения.

В период 1996–2006 гг. геологоразведочные работы велись по следующим направлениям: бурение разведочных скважин; сейсморазведочные работы; гидродинамические исследования; научно-исследовательские работы. В

этот период на Юрубченском участке пробурено 14 скважин. Так же проводились сейсморазведочные работы 2Д и 3Д. Объем выполненных сейсморазведочных работ 2Д за период с 1996 г. составил 435 пог.км. Из них в сезоны 2001-2003 г.г. отработано 260 км., и в 2003-2004 г.г. - 110 км. Сейсморазведкой 3Д отработано 1220 км². Основной целью работ являлось получение кондиционных полевых сейсмических материалов 3Д, позволяющих в дальнейшем провести углубленную их обработку и интерпретацию. При этом в период 1996-1998 отработано 178 км². В последующие сезоны с 2002 по 2005 г.г. отработано 1041.56 км². Материалы всех сезонов обработаны и проинтерпретированы. Материалы обработки показывают, что полученные данные 3Д позволяют детализировать модель Юрубчено-Тохомского месторождения.

Таблица 1 – Объёмы бурения в пределах Юрубченского участка на 2011 г.

Юрубченский участок		
Категория скважин	Количество скважин	Объем проходки, м
Параметрические	3	8995
Поисковые	20	49979
Разведочные	71	175270
Эксплуатационные	7	20911
Всего	103	255 155

Таблица 2 – Геолого-физическая характеристика продуктивного пласта

Параметр	Значение
Средняя глубина залегания, м	2068
Тип коллектора	Кавернозно – трещинный, трещинный
Начальное пластовое давление (на ГНК), МПа	21,19
Содержание серы в нефти, %	0,21

Содержание парафина в нефти, %	1,83%
Давление насыщения нефти газом, МПа	21,19
Газосодержание фактор, м ³ /т	200

Извлекаемые запасы нефти категории В1-В2 составляют более 350 млн. тонн. Средняя глубина залегания – 2068 м. Нефть характеризуется как маловязкая, легкая, 1,4 мПа*с и 850 г/см³ соответственно. Газовый фактор – 200 м³/т . В некоторых скважинах, достигающий 1000 м³/т. Малосернистая.

3 МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ И МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЯ ГАЗОВОГО ФАКТОРА

3.1 Определение ГФ при помощи ГЗУ

Наиболее простым и оперативным методом определения газового фактора является групповая замерная установка, в состав которой входит газосепаратор. Продукция скважин одного куста поступает в переключатель скважин многоходовой, при помощи которого выбирается одна скважина, флюид которой далее поступает в сепаратор. Продукция остальных скважин поступает в общий трубопровод. В газосепараторе происходит отделение газа от нефти. Отделившийся газ через датчик расхода газа поступает в общий трубопровод, а жидкость накапливается в нижней емкости сепаратора. При помощи регулятора расхода и заслонки, соединенной с поплавковым уровнемером, создается циркуляция нефти через счетчик с постоянными скоростями, что позволяет оценивать дебит в широком диапазоне. Далее исходя из определения производится расчет ГФ: показания датчика расхода газа делятся на тонну дегазированной нефти.

3.2 Определение ГФ на передвижных замерно-сепарационных установках

Наряду с сепараторами ГЗУ наблюдается высокая эффективность применения передвижных сепарационных установок. Данные установки работают по принципу гидроциклонных сепараторов и монтируются на автоприцепе. Для отделения газа от нефти используется центробежная сила, возникающая на гидроциклоне, а разделение их в емкости происходит по принципу гравитационного разделения фаз.

3.3 Исследование глубинных проб нефти

Специфика исследования глубинных проб при условиях, когда забойное давление ниже давления насыщения, а также обводненности продукции более

10%, заключается в замере продукции скважины на первой ступени сепарации, в отличии от ситуации, когда обводненность составляет менее 10% и $P_{заб} > P_{нас}$, в таком случае, продукция исследуется на каждой ступени сепарации.

В целом, для соответствия режимам сепарации на промыслах, используется ступенчатая сепарация, соответствующая принятой системе нефтегазосбора, то есть каждая ступень дегазации соответствует каждой ступени сепарации на промысле, а в последней ступени, давление равно атмосферному.

Исследование нефти при $P_{заб} < P_{нас}$ и обводненности более 10% происходит следующим образом:

1. Производится измерение количества газа и количества жидкости, поступающих в сепаратор;
2. Происходит отбор проб нефти и газа;
3. Проводят дегазацию отобранной пробы и по результатам ее исследований определяют объемный коэффициент и плотность при температуре, соответствующей температуре сепаратора.
4. Также исследуется проба газа, определяется ее плотность и состав.

Порядок определения газового фактора при газлифтном способе остается таким же, но помимо анализа проб первой ступени сепарации, учитывается газ, поданный извне, проводится анализ газа по компонентам.

3.4 Определение ГФ с использованием метода материального баланса и констант фазового равновесия

При расчёте газового фактора данным методом, необходимо знать начальные условия, а именно: константы фазового равновесия при заданных условиях каждого компонента углеводородной смеси, компонентный состав смеси, молярный состав пластовой жидкости, пластовые давление и температуру. Путем выполнения ряда математических операций, исходя из исходных данных, можно узнать количество каждого компонента по жидкой и по газовой фазе, следовательно, и газовый фактор.

3.5 Сравнением компонентных составов проб нефти и газа по ступеням сепарации

Для того, чтобы применить данный метод, необходимо знать или рассчитать компонентный состав сепарированной нефти. С использованием данных о компонентном составе газа при известных термобарических условиях на ступенях сепарации после сепарации второй ступени определяются молярные массы газа и оставшейся нефти, а так же газовый фактор и плотность сепарированной нефти.

Технология сепарации нефти с высоким газовым фактором

Сепарацией нефти называется разгазирование нефти при определенных давлениях и температурах, регулируя которые можно добиться наиболее полного и качественного отделения нефти от воды и газовых фракций.

Целью отделения нефти от воды и газа является:

- ✓ Добыча попутного нефтяного газа, использование которого возможно в качестве химического сырья или топлива.
- ✓ уменьшение смешивания нефтегазового потока (смесь становится более однородной) за счет этого уменьшается гидравлическое сопротивление;
- ✓ уменьшение пенообразования;
- ✓ уменьшение скачков давления в трубопроводах при транспортировке нефти от сепараторов АГЗУ до установки подготовки нефти (УПН).

Разновидности нефтегазовых сепараторов:

1. по назначению сепараторы делятся на:
 - замерные
 - сепарирующие;
2. по геометрической форме:
 - цилиндрические,
 - сферические;
3. по расположению сепараторы бывают:

- вертикальные,
 - горизонтальные
 - наклонные;
4. по характеру основных действующих сил:
- гравитационные,
 - центробежные,
 - инерционные,
 - ультразвуковые и т.д.
5. по технологическому назначению:
- двухфазные – для разделения потока на жидкость и газ;
 - трехфазные – могут отделять воду в отличие от 2-х фазных;
 - сепараторы первой ступени – применяются с использованием давления первой ступени сепарации и рассчитаны на максимальное количество газа в потоке;
- концевые сепараторы – применяются на заключительном этапе подготовки нефти с использованием минимального давления перед подачей ее в товарные резервуары.
- сепараторы-делители потока – необходимы при делении потока на одинаковые массы.
6. по рабочему давлению:
- сепарация с низким давлением – до 0,6 МПа
 - средним давлением: от 2,5 МПа до 4 МПа
 - сепараторы высокого давление – выше 4 МПа.
 - вакуумная сепарация – используется с $P_{\text{сеп}} < P_{\text{атм}}$

4 ТЕХНОЛОГИЯ ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ

Поднятая на поверхность нефть попадает в систему сбора, а затем подготовки скважинной продукции. Система сбора и подготовки – сложный комплекс технологических решений, задачами которого является внутрипромысловый транспорт и доведение сырья до товарных кондиций. Система состоит из множества трубопроводов, аппаратов, сепараторов, резервуаров, ЗРА, а разрабатывается система проектным институтом.

Скважинная продукция состоит из множества побочных нежелательных смесей: вода, примеси, газ. Задача системы подготовки состоит в удалении данных смесей из продукции, поэтому важным этапом в подготовке является сепарация, т.е. разделение нефти, газа и воды друг от друга, а также доведение отсепарированной нефти до ее товарных кондиций (рисунок 4).

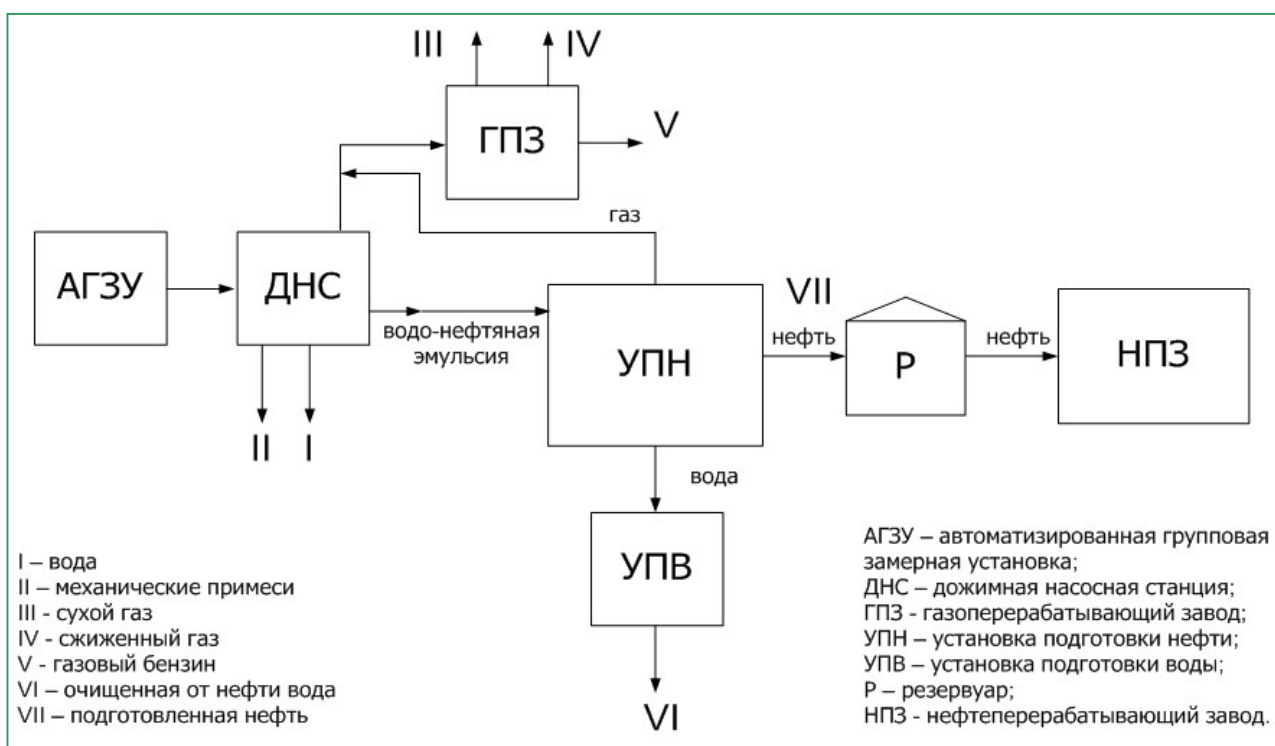


Рисунок 4 – Принципиальная схема подготовки скважинной продукции. [4]

4.1 Сепарация жидкости

Промысловая подготовка нефти, как правило, происходит в несколько ступеней сепарации. На каждой ступени могут использоваться разные типы сепараторов, например: центробежные или гравитационные, горизонтальные, вертикальные, сферические. Для предупреждения, разрушения эмульсии, повышения эффективности сепарации, защиты от коррозии и гидратов в поток могут добавляться различные реагенты: деэмульгаторы, ингибиторы коррозии, метанол. Так же большое практическое применение имеет подогрев продукции.

Одним из главных этапов подготовки продукции является сепарация. Давление насыщенных паров товарной продукции регулируется ГОСТом, поэтому так необходимо следить за каждым из этапов сепарации. Её целью являются:

- ✓ Добыча ПНГ для использования в качестве топлива для энергоустановок, либо в качестве химического сырья.
- ✓ уменьшение смешивания нефтегазового потока;
- ✓ уменьшение пенообразования;
- ✓ уменьшение скачков давления в трубопроводах.

При выборе количества ступеней сепарации учитываются физико-химические свойства пластовой нефти, а также технико-экономические показатели для каждого конкретного случая.

Под степенью сепарации подразумевается разделение потока на газ и нефть. Степень характеризуется своим давлением и температурой. Сначала поток сепарируется под большим давлением, где выделяется основная часть газа, а последующие ступени характеризуются более низким давлением, что позволяет поэтапно дегазировать нефть [6]

Сепарация жидкости может происходить на таких узлах подготовки нефти, как: АГЗУ, ДНС, УПСВ, а также в отдельных сепараторах.

4.1.1 Сепарация в АГЗУ

Установка предназначена для автоматического замера дебита нефтяных скважин по жидкости и газу. Поставляется в составе технологического блока и автоматики (рисунок 5).

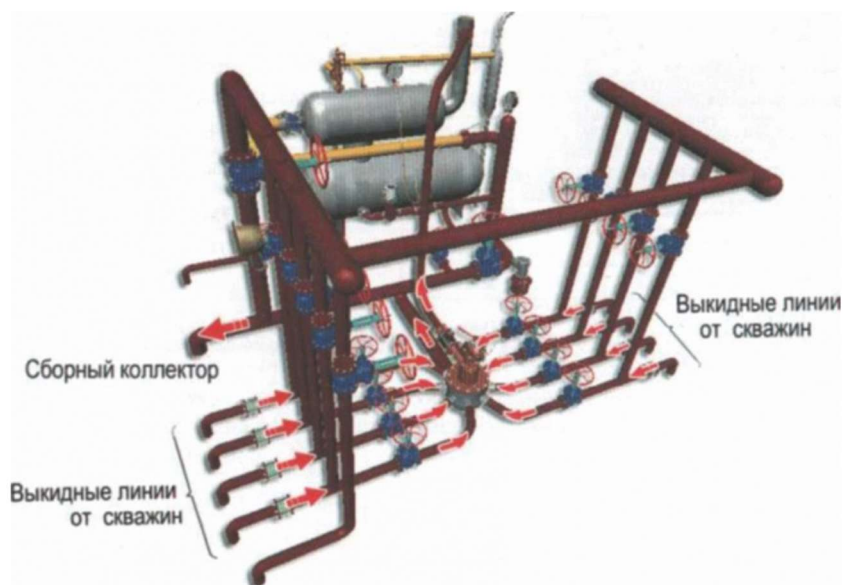


Рисунок 5 – Направление движения скважинной продукции в АГЗУ «Спутник» [7]

Продукция скважин по трубопроводам, подключенным к установке, поступает в переключатель скважин многоходовой ПСМ. При помощи ПСМ продукция одной из скважин направляется в сепаратор, а продукция остальных скважин направляется в сборный коллектор. В сепараторе происходит отделение газа от жидкости. Выделившийся газ поступает в сборный коллектор, а жидкость накапливается в нижней емкости сепаратора.

С помощью регулятора расхода и заслонки, соединенной с поплавковым уровнемером, обеспечивается циклическое прохождение накопившейся жидкости через счетчик с постоянными скоростями, что обеспечивает измерение дебита скважин в широком диапазоне.

На Юрубчено-Тохомском месторождении практикуется применение современных измерительных установок типа «Озна-VX», основанные на комбинации трубы Вентури и гамма-измерителя фракций. В потоке возникает

перепад давления, что позволяет измерять полный массовый и объёмный расход потока, а гамма-измеритель фракций предоставляет данные о соотношении фракций нефти, газа и воды.

Преимущества данной технологии над классическими сепараторами заключается в его компактности, точности измерений и диапазоне рабочих температур.

4.1.2 Сепарация в ДНС

Дожимная насосная станция (ДНС) – технологическая часть системы сбора, предназначенная для сбора, сепарации, обезвоживания, учёта и последующей транспортировки нефти и газа на промыслах (рисунок 6).

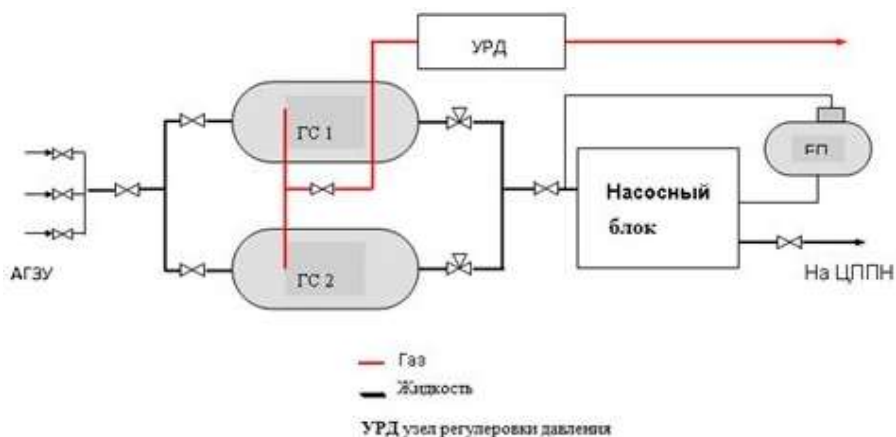


Рисунок 6 – Схема дожимной насосной станции. [8]

Принцип работы ДНС

Скважинная продукция, поступающая на ДНС, сепарируется. Отделившийся газ под давлением 60 атмосфер направляется на ГКС или ГПЗ, а нефть через рабочие камеры насосов далее – в нефтепровод [8].

4.1.3 Сепарация в отдельных сепараторах

Сепаратор – устройство, предназначенное для отделения поступающей жидкости от газа, а в некоторых случаях и воды (трехфазные сепараторы) при обводненности нефти до 5 – 20% (рисунок 7).

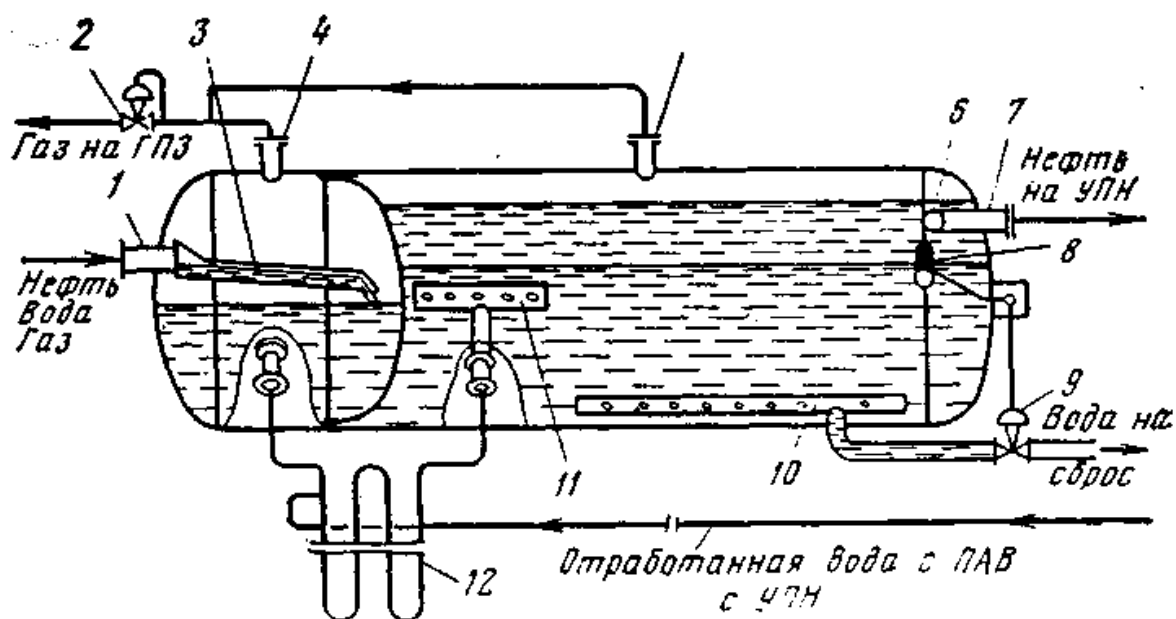


Рисунок 7 – Схема трехфазного сепаратора. [3]

Принцип работы трехфазного сепаратора:

Газожидкостная смесь через патрубок – 1 поступает в сепарационный отсек – 3, в котором поддерживается необходимое постоянное давление. Отсепарированный газ через счетчик расхода газа – 2 подается на ГПЗ, либо на дальнейшее компримирование и сепарацию. Смесь нефти, воды и небольшого количества газа через каплеобразователь – 12 поступает в секцию отстоя, где жидкость делится на нефть и воду. В качестве каплеобразователя может служить форсунка, распыляющая жидкость для увеличения дисперсности системы, тем самым повышая эффективность выделения газа. Нефть через патрубок клапан – 5 и патрубок – 7 далее поступает на УПН. Отделившаяся вода через исполнительный механизм – 10, который в свою очередь открывается клапаном 9, который срабатывает от поплавка – 8, уходит либо в отстойник, либо на БКНС. В случае образования стойких эмульсий к каплеобразователю может подводиться жидкость с ПАВ для ее разрушения [3].

4.2 Подготовка нефти на УПН

УПН – установка подготовки нефти (рисунок 8), предназначенная для приема продукции нефтяных скважин, предварительного разделения на нефть,

попутный нефтяной газ и пластовую воду и последующей подготовки нефти до товарного качества, кроме того, на УПН происходит учет товарной нефти, учет и утилизация попутного газа, откачка товарной нефти в трубопровод [9].

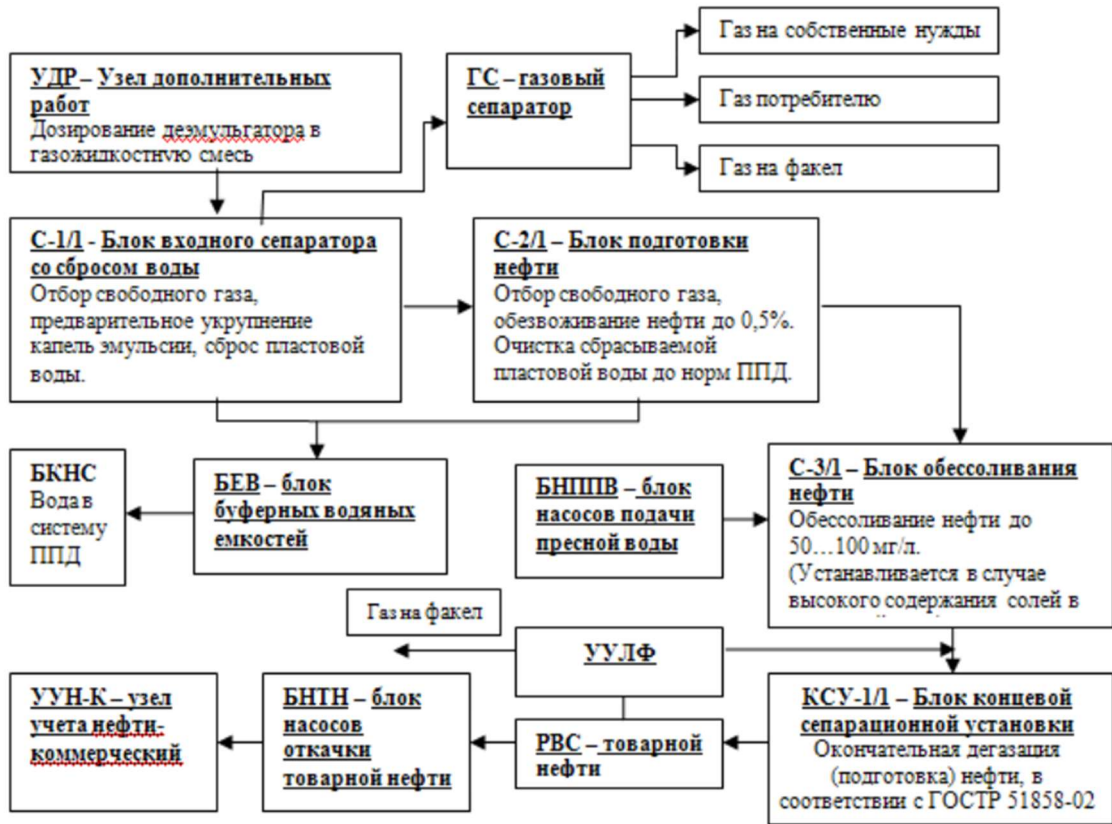


Рисунок 8 – Технологическая схема блока УПН [9]

Таким образом, товарным продуктом УПН является нефть, соответствующая ГОСТР 51858-02 (таблица 3).

Таблица 3 – Группы нефти по ГОСТР51858-02[10]

Наименование показателя	Норма для нефти группы			Метод испытания
	1	2	3	
1 Массовая доля воды, %, не более	0,5	0,5	1,0	По ГОСТ 2477
2 Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	300	900	По ГОСТ 21534
3 Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05			По ГОСТ 6370
4 Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)			По ГОСТ 1756, ГОСТ Р 52340
5 Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204 °С, млн ⁻¹ (ppm), не более	10	10	10	По ГОСТ Р 52247

Нормативно-правовые особенности эксплуатации месторождений с высоким ГФ:

1) ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование

Конструкция манифольда для обвязки устья скважины и выкидного коллектора при высоком газовом факторе должна обеспечивать включение регулируемого дроссельного устройства (штуцерную камеру) на затрубном пространстве устья скважины (при необходимости) для плавного регулирования сброса в выкидной коллектор газа из затрубного пространства.

2) РД 39-0148070-303-85 Применение технологии сепарации нефти для месторождений с высоким газовым фактором

Требования, предъявляемые к технологическому процессу:

- Газовый фактор нефти, поступающий на сепарацию, не должен превышать $400 \text{ м}^3/\text{м}^3$;
- Давление сепарации $0,7 \text{ МПа}$. При давлениях сепарации больше или меньше $0,7 \text{ МПа}$ газовый фактор жидкости не должен превышать значения, определяемого предельной величиной расходного газосодержания $\beta=0,9828$;
- Технологический процесс обеспечивает сепарацию нефти до содержания капельной нефти в газе после I ступени не более $0,5 \text{ г}/\text{м}^3$.

3) Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности, связанные с газовым фактором "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности 101"

1. В газовых и газоконденсатных скважинах, а также в нефтяных скважинах с высоким (более $200 \text{ м}^3/\text{т}$) газовым фактором, газонагнетательных скважинах с ожидаемым избыточным давлением на устье более $100 \text{ кгс}/\text{см}^2$ (10 МПа) приустьевая часть колонны вместе с колонной головкой после опрессовки водой дополнительно опрессовывается инертным газом (азотом) давлением в соответствии с рабочим проектом;

2. Линии сбросов на факелы от блоков глушения и дросселирования должны надежно закрепляться на специальных опорах и направляться в сторону от проезжих дорог, линий электропередач, котельных и других производственных и бытовых сооружений с уклоном от устья скважины. Свободные концы линий сброса должны иметь длину не более $1,5 \text{ м}$.

Длина линий должна быть:

- для нефтяных скважин с газовым фактором менее $200 \text{ м}^3/\text{т}$ – не менее 30 м ;
- для нефтяных скважин с газовым фактором более $200 \text{ м}^3/\text{т}$, газовых и разведочных скважин – не менее 100 м .

4.2.1 Влияние рециркуляции газа на уровень потерь углеводородов

Технологические потери нефти подразумевают собой безвозвратные потери углеводородов, полученные при сборе и подготовке нефти. В

зависимости от эффективности работы, совершенности технологического оборудования, а также свойств углеводородов определяется уровень технологических потерь.

На нефтепромысловых объектах технологические потери нефти по видам подразделяются на потери от:

- испарения нефти;
- уноса капельной нефти потоком нефтяного (попутного) газа;
- уноса капельной нефти потоками нефтепромысловых дренажных вод

Правительство РФ ежегодно регулирует нормы технологических потерь и в зависимости от их количества, недропользователю устанавливается соответствующая ставка налога на добычу полезных ископаемых.

В настоящее время существует множество технологий, позволяющих свести к минимуму возникающие технологические потери, например, улавливание потерь УВ за счёт уноса газом реализуется с помощью внедрения каплеуловителей, применение систем рециркуляции и концевых делителей фаз.

Рециркуляция газа концевых ступеней сепарации так же применяется для снижения технологических потерь при испарении нефти в резервуарах.

Внедрение рециркуляции в сепарационный процесс подготовки нефти обеспечивает многократное возвращение газа 4 ступени сепарации в начало системы, что влечет за собой увеличение времени контакта двух фаз – это является основным фактором корректного распределения компонентов нефти и газа.

В результате внедрения технологии количество попутного нефтяного газа незначительно снижается, он становится более сухим, а абсорбированный нефтью конденсат повышает выход товарной продукции и в следствии уменьшает количество потерь от уноса газом.

5 ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ ПРАКТИЧЕСКОЙ РЕАЛИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПОВЫШЕННЫМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ В УСЛОВИЯХ ИССЛЕДУЕМОГО ОБЪЕКТА

В нефтяной промышленности активно ведутся исследования на тему уменьшения различного вида потерь. С каждым годом создаются новые и модернизируются старые установки, эффективность которых в настоящее время может достигать практически 100%. Однако существует множество технологических решений, в том числе применяемых на ЮТМ, в результате работы которых с потоком газа уносится некоторая часть нефтяных фракций. Через аппараты низкого давления, либо дыхательные клапана испарения могут сжигаться на факеле или вовсе выделяться в атмосферу. Неэффективная сепарация объясняется динамическим режимом работы оборудования. Сепарация происходит в больших объемах за короткий промежуток времени в значительном отклонении от равновесного состояния фаз. В результате происходит неполное разделение компонентов и рост потерь.

На ЮТМ для решения данной проблемы реализована система улавливания легких фракций, эффективность которой достигает практически 100%. Однако по технологической схеме данная установка захватывает резервуарный парк (РВС-1 – РВС-7). Газ с аппаратов низкого давления (БЕ, ЭДГ, КСУ) направляется в компрессорные станции низкого давления (КС НД), где в дальнейшем планируется его отправка в газовые сепараторы первой степени сепарации. В настоящее время газ с АНД компримируется и сжигается на факелах.

Наряду с отправкой в газовые сепараторы газ с КС НД можно направить на первую степень сепарации. Данная технология получила название рециркуляция газа. В результате контакта с нефтью происходят процессы охлаждения скомпримированного газа и перераспределение фаз, в результате чего конденсат и тяжелые углеводороды остаются в нефтяной зоне, а легкие газовые компоненты вместе с газом первой степени направляются на газовые сепараторы и далее по технологической схеме на УПТГ и ГКС. Дополнительным

фактором более четкого перераспределения компонентов в разгазированной нефти и отбираемом газе служит увеличение времени контакта двух фаз. При смешивании этих компонентов происходит адсорбция легких газовых компонентов нефти, за счёт чего ее плотность и молярная масса уменьшаются.

Технология позволяет осушить непосредственно сырьевым потоком тяжелый газ перед подачей его в газопровод и тем самым снизить суммарные потери от испарения и конденсации, без увеличения нагрузки на компрессорное оборудование, применения абсорбентов и дорогостоящего оборудования.

В данной части научно-исследовательской работе будет смоделировано движение нефти по схеме УПН, проведен анализ влияния параметров подготовки нефти на количество товарной нефти в программном комплексе UniSim.

5.1 ПО UNISIM DESIGN

UniSim Design – это продукт компании Honeywell, реализованный для моделирования технологических процессов и установок. Мощное ПО дает возможность моделировать стационарные и динамические процессы. С помощью данного продукта можно оптимизировать процессы, разрабатывать новые с наименьшими рисками и вложениями для компаний.

Основные варианты использования программного обеспечения:

- создание технологических схем;
- оптимизация технологических процессов
- анализ режимов работы технологического оборудования в

промышленных условиях

- расчёт и выбор подходящих материалов и оборудования
- мониторинг производительности оборудования

Программное обеспечение позволяет контролировать процессы сепарации, теплообмена, ректификации как в стационарном, так и в динамическом режиме работы. Считается, что созданные модели в данном ПО

обеспечивают достоверные результаты и адекватно справляются с различным уровнем сложности и видом задач.

5.2 Моделирование материального потока

Для выполнения работы необходимо знать состав и свойства нефти, которая будет участвовать в процессе моделирования. Для этого во вкладке «Component List - 1» добавляем следующие компоненты (рисунок 9).

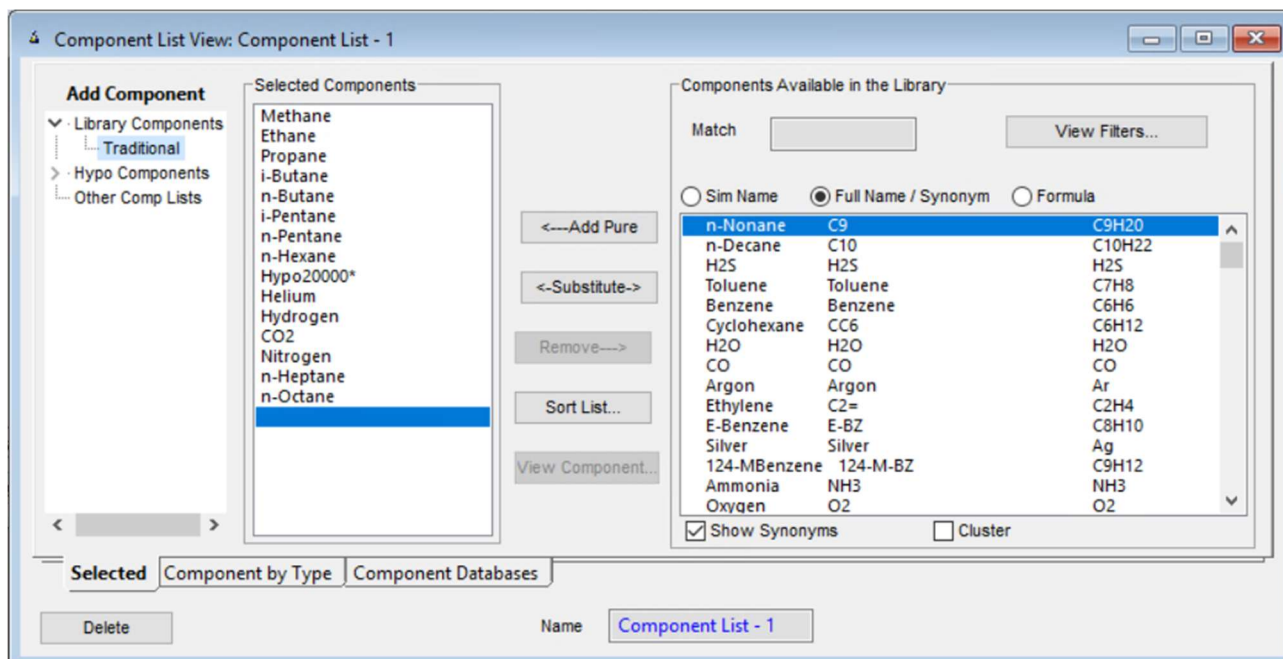


Рисунок 9 – Задание состава нефти

Для получения достоверных сведений о составе нефти Юрубчено-Тохомского месторождения воспользуемся результатами анализа глубинных проб данного месторождения с трех скважин: скважина 22, скважина 72 и скважина 24.

КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ ГАЗА И НЕФТИ
(однократная сепарация при 20 °С и атмосферном давлении)

НАИМЕНОВАНИЕ КОМПОНЕНТОВ	Молярная концентрация, %		
	выделившийся газ	сепарированная нефть	пластовая нефть
He	0.0198	0.0000	0.0124
H ₂	0.0012	0.0000	0.0007
CO ₂	0.0078	0.0000	0.0048
N ₂	1.9568	0.0000	1.2208
C ₁	60.2909	0.2516	37.7088
C ₂	16.6362	0.6997	10.6421
C ₃	9.7383	1.6538	6.6976
i-C ₄	2.0564	0.8455	1.6010
n-C ₄	4.7558	3.0623	4.1188
i-C ₅	1.2905	2.1479	1.6130
n-C ₅	1.5252	3.6775	2.3347
C ₆	1.1915	8.3262	3.8750
C ₇	0.4247	10.5789	4.2439
C ₈	0.0828	8.3508	3.1926
C ₉₊	0.0221	60.4058	22.7338
Молярная масса, г/моль	27.025	216.2	98.2
Молярная масса остатка C ₉₊ , г/моль			300.5
Плотность, кг/м ³	1.133	818.7	715.7
Газосодержание, м ³ /т			183.0

Рисунок 10 – Выдержка из отчёта по анализу глубинных проб нефти, скважина 22

Для переноса данных в UniSim необходимо создать поток через меню «Case», выбрав синюю стрелку. Во вкладке «Composition» внести данные о молярном составе нефти по каждому компоненту (рисунок 11).

	Mole Fractions	Liquid Phase
Methane	0,376041	0,376041
Ethane	0,106126	0,106126
Propane	0,069566	0,069566
i-Butane	0,015966	0,015966
n-Butane	0,041074	0,041074
i-Pentane	0,016085	0,016085
n-Pentane	0,023282	0,023282
n-Hexane	0,038642	0,038642
Hypo20000*	0,226707	0,226707
Helium	0,000124	0,000124
Hydrogen	0,000007	0,000007
CO2	0,000048	0,000048
Nitrogen	0,012174	0,012174
n-Heptane	0,042321	0,042321
n-Octane	0,031837	0,031837
Total	1,00000	

Рисунок 11 – Задание молярного состава компонентов нефти в потоке «22»

Так же задаем потоку пластовое давление и температуру, которые так же указаны в отчёте. Для Юрубчено-Тохомского месторождения характерно пластовое давление, равное давлению насыщения – 19,7 МПа. Пластовая температура составляет 26 °С. Так же для данного потока задаем молярную массу остатка компонентов C₉₊ и плотность (рисунок 12).

Base Properties	
Molecular Weight	280,0
Normal Boiling Pt [C]	323,0
Ideal Liq Density [kg/m ³]	720,0
Critical Properties	
Temperature [C]	464,4
Pressure [kPa]	965,2
Volume [m ³ /kgmole]	1,446
Acentricity	0,7679

Рисунок 12 – Задание свойств остатку C₉₊

Для более детального моделирования повторяем операцию с потоками со скважин 24 и 72 (рисунок 13,14,15,16).

КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ ГАЗА И НЕФТИ
(однократная сепарация при 20 °С и атмосферном давлении)

НАИМЕНОВАНИЕ КОМПОНЕНТОВ	Молярная концентрация, %		
	выделившийся газ	сепарированная нефть	пластовая нефть
He	0.0322	0.0000	0.0207
H ₂	0.0017	0.0000	0.0011
CO ₂	0.0096	0.0000	0.0062
N ₂	2.4584	0.0000	1.5810
C ₁	66.5600	0.3422	42.9272
C ₂	14.3779	0.6880	9.4920
C ₃	7.1857	1.3466	5.1018
i-C ₄	1.6806	0.7446	1.3465
n-C ₄	3.7696	2.6315	3.3634
i-C ₅	1.0746	1.9880	1.4006
n-C ₅	1.2663	3.3275	2.0019
C ₆	1.0669	7.8956	3.5041
C ₇	0.4143	10.9013	4.1571
C ₈	0.0825	8.9719	3.2551
C ₉₊	0.0197	61.1628	21.8413
Молярная масса, г/моль	25.116	225.6	96.7
Молярная масса остатка C ₉₊ , г/моль			312.3
Плотность, кг/м ³	1.052	824.9	715.6
Газосодержание, м ³ /т			190.7

Рисунок 13 - Выдержка из отчёта по анализу глубинных проб нефти – скважина 24

	Mole Fractions	Liquid Phase
Methane	0,428019	0,428019
Ethane	0,095088	0,095088
Propane	0,051386	0,051386
i-Butane	0,013485	0,013485
n-Butane	0,033646	0,033646
i-Pentane	0,013789	0,013789
n-Pentane	0,019591	0,019591
n-Hexane	0,033313	0,033313
Hydro20000*	0,227358	0,227358
Helium	0,000213	0,000213
Hydrogen	0,000011	0,000011
CO2	0,000076	0,000076
Nitrogen	0,015625	0,015625
n-Heptane	0,038656	0,038656
n-Octane	0,029744	0,029744
Total	1,00000	

Рисунок 14 - Задание молярного состава компонентов нефти в потоке «24»

КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ ГАЗА И НЕФТИ
(однократная сепарация при 20 °С и атмосферном давлении)

НАИМЕНОВАНИЕ КОМПОНЕНТОВ	Молярная концентрация, %			
	Молярная масса	Выделившийся газ	Сепарированная нефть	Пластовая нефть
He	4.003	0.0239	0.0000	0.0148
H ₂	2.013	0.0078	0.0000	0.0048
CO ₂	44.010	0.1226	0.0000	0.0757
N ₂	28.014	2.0197	0.0000	1.2466
C ₁	16.043	64.7389	0.0598	39.9813
C ₂	30.070	15.6654	0.3561	9.8054
C ₃	44.097	7.8467	0.8887	5.1833
i-C ₄	58.123	1.7405	0.5017	1.2663
n-C ₄	58.123	3.7360	1.6894	2.9526
i-C ₅	72.200	1.1725	1.4052	1.2616
n-C ₅	72.200	1.2727	2.1504	1.6087
C ₆	84.000	1.0559	5.6338	2.8082
C ₇	96.000	0.4404	7.7054	3.2213
C ₈	107.000	0.1371	6.3105	2.5001
C ₉₊	123.812	0.0199	73.2990	28.0693
Молярная масса, г/моль		25.598	227.7	103.1
Молярная масса остатка C ₉₊ , г/моль				277.9
Плотность, кг/м ³		1.072	826.6	729.4
Газосодержание, м ³ /т				169.6

Рисунок 15 - Выдержка из отчёта по анализу глубинных проб нефти – скважина 72

	Mole Fractions	Liquid Phase
Methane	0,397108	0,397108
Ethane	0,097390	0,097390
Propane	0,051482	0,051482
i-Butane	0,012577	0,012577
n-Butane	0,029326	0,029326
i-Pentane	0,012531	0,012531
n-Pentane	0,015978	0,015978
n-Hexane	0,027892	0,027892
Hypo20000*	0,278794	0,278794
Helium	0,000147	0,000147
Hydrogen	0,000048	0,000048
CO2	0,007519	0,007519
Nitrogen	0,012382	0,012382
n-Heptane	0,031995	0,031995
n-Octane	0,024832	0,024832

Total: 1,00000

Рисунок 16 - Задание молярного состава компонентов нефти в потоке «72»

Массовый расход для данных потоков был выбран произвольный и в сумме равный фактической производительности УПН-1 ЮТМ. Фактический

расход был рассчитан по режимной таблице в Excel, где был сложен дебит нефти со всех скважин, продукция которых идет на УПН-1 (таблица 4).

Таблица 4 – Сопоставление массового расхода продукции скважин с фактической производительностью УПН-1

Номер скважины	Массовый расход кг/ч	Фактическая производительность УПН-1 по нефти, кг/ч
72	40118	138166
24	53137	
22	42533	

Следующим этапом будет смешивание потоков в нефтесборном коллекторе, идущим к УПН. На входе в УПН продукция подвергается компримированию до значения 0,7 МПа и охлаждается до 2°С для ее дальнейшей подготовки (рисунок 17).

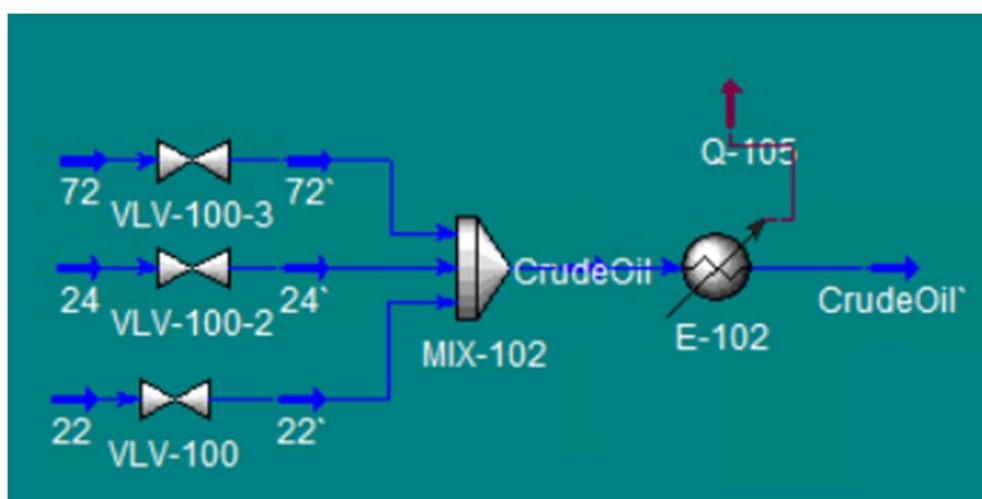


Рисунок 17 – Дросселирование, смешивание, охлаждение потока

В отчёте по анализу глубинной пробы нефти были указаны рабочие режимы, предоставленные заказчиком:

1 ступень сепарации: $P=0,7$ МПа, $T=2$ °С

2 ступень сепарации: $P=0,4$ МПа, $T=8$ °С

3 ступень сепарации: $P=0,11$ МПа, $T=10$ °С

4 ступень сепарации: $P=0,1$ МПа, $T=40$ °С

Данные значения необходимы для расчета каждой ступени сепарации.

5.3 Моделирование первой ступени сепарации

Чтобы смоделировать этап первой ступени сепарации в программе UniSim необходимо через вкладку «Case» и выбрать «Separator». В настройках сепаратора необходимо задать входящий поток и определить исходящие потоки жидкой и газообразной фазы (рисунок 18, 19).

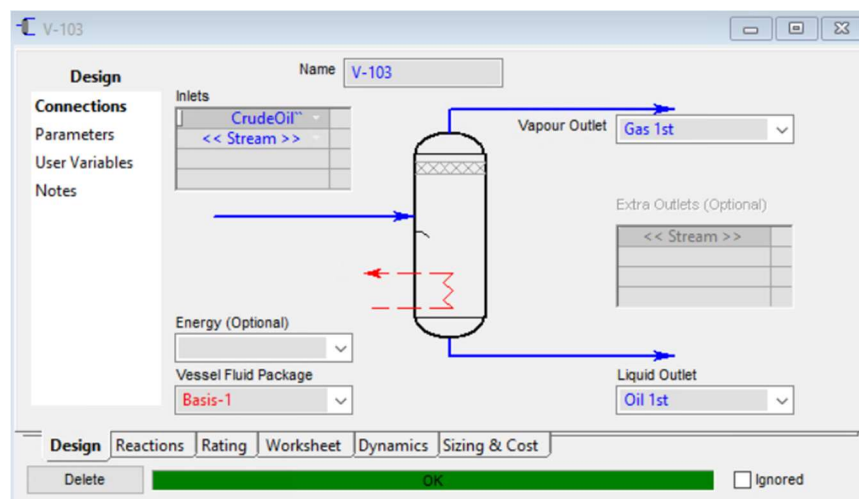


Рисунок 18 – Задание потоков для сепаратора 1 ступени

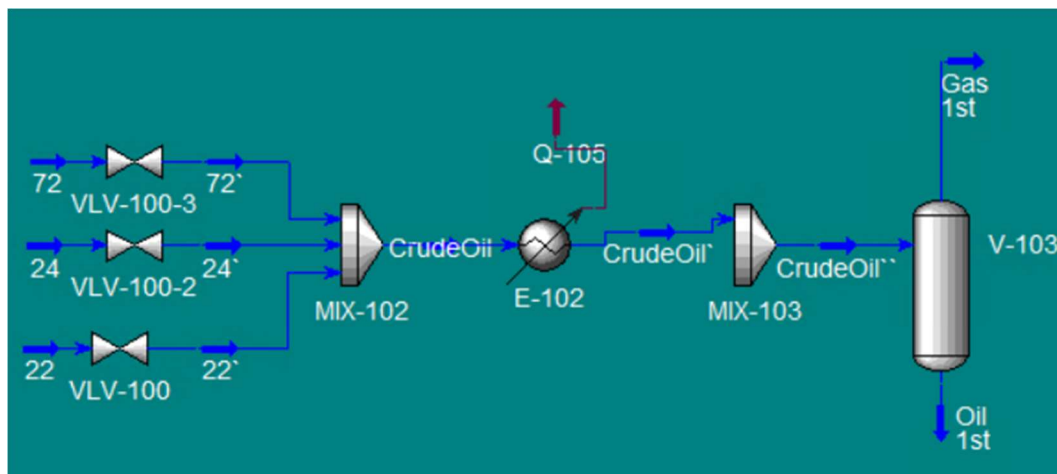


Рисунок 19 – Моделирование сепаратор 1 ступени

В ходе сепарации первой ступени получаем газ 1 ступени сепарации, состав которого представлен в таблице 5

Таблица 5 – Состав газа 1 степени сепарации

Компонент	Молярная доля
C1	0,74062
C2	0,15097
C3	0,05367
i-C4	0,00633
C4	0,01288
i-C5	0,00197
C5	0,00227
C6	0,00110
CO2	0,00352
He	0,00032
N2	0,02588
H2	0,00004
Сумма	1
Расход, м ³ /сут	2338

При таких условиях объёмный расход газа 1 степени сепарации составляет 2338 м³/сут. Для его рационального использования газ проходит степень очистки в газовых сепараторах с добавлением реагентов (ингибиторов коррозии, деэмульгаторов и ингибиторов гидратообразования) и затем следует на ГКС и УПТГ (приложение 1).

5.4 Моделирование второй степени сепарации

Перед моделированием второй степени сепарации нефть необходимо нагреть до её температуры второй степени сепарации. Для этого используем «Heater» из панели инструментов «Case» и задаем ему входящий и выходящий поток (рисунок 20, 21).

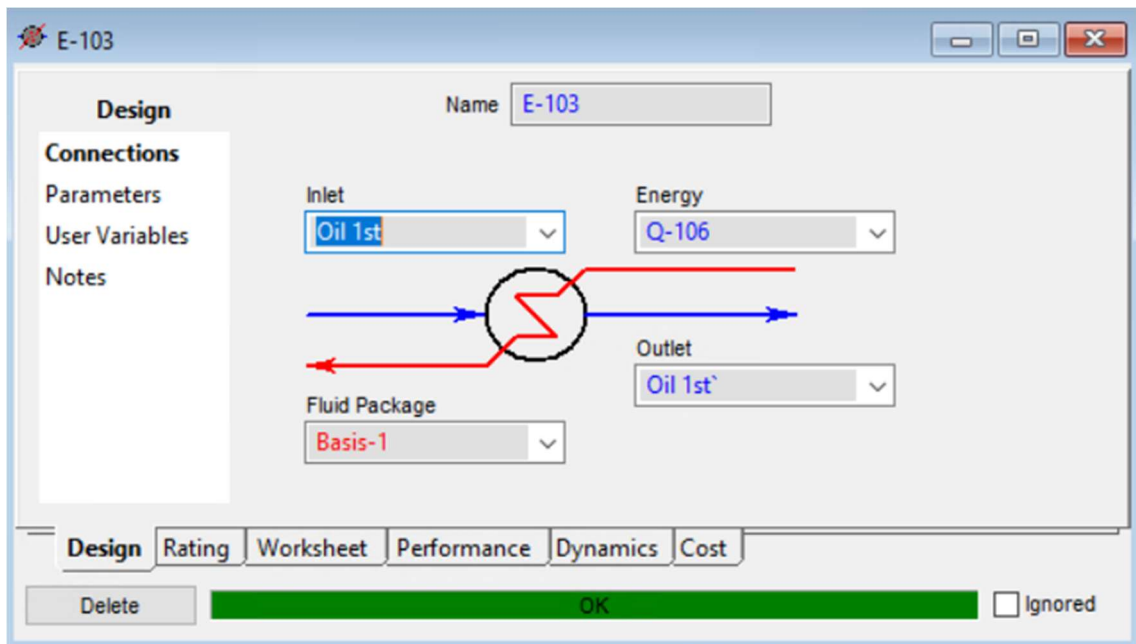


Рисунок 20 – Задание потоков для «Heater» «E-103»

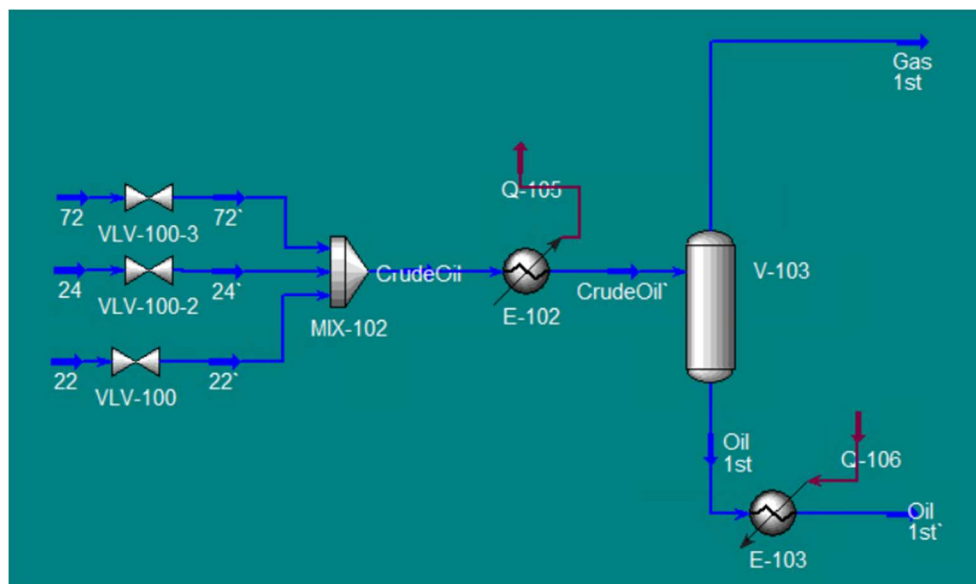


Рисунок 21 – Подогрев продукции перед второй ступенью сепарации

На установках подготовки нефти для подогрева продукции обычно используют печи, в которые через газорегуляторный пункт и узел очистки газа поступает ПНГ (рисунок 22).



Рисунок 22 – Подогрев скважинной продукции на УПН-1

Моделируем сепаратор второй ступени. Через вкладку «Case» - «Separator» добавляем его в схему и задаем входящие и выходящие потоки. (рисунок 23)

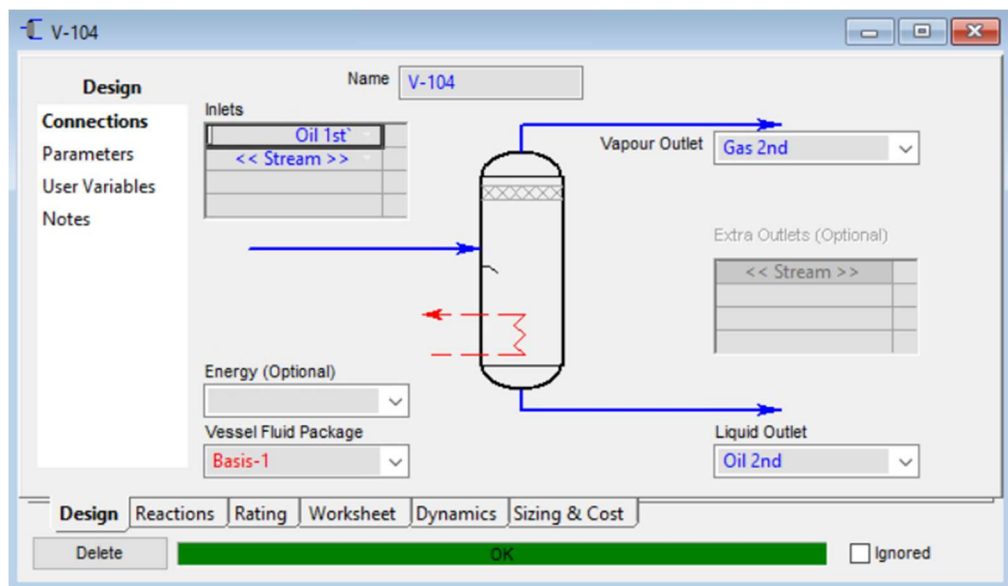


Рисунок 23 – Задание потоков для сепаратора 2 ступени

Для задания давления второй ступени сепарации, в потоке «Gas 2nd» задаем давление 0,4 МПа. Согласно схеме УПН-1 газ со второй ступени сепарации так же направляется на ГКС и УПТГ (приложение 2). Результаты сепарации представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Состав газа 2 ступени сепарации

Компонент	Молярная доля
C1	0,60129
C2	0,23418
C3	0,09994
i-C4	0,01254
C4	0,02574
i-C5	0,00405
C5	0,00470
C6	0,00234
CO2	0,00471
He	0,00941
N2	0,00001
H2	0,60129
Сумма	1
Расход, м ³ /сут	141,2

5.5 Моделирование третьей ступени сепарации

Рабочие параметры 3 ступени сепарации – 10 °С и 0,11 МПа. Необходимо смоделировать нагреватель, как и во второй ступени сепарации (рисунок 24).

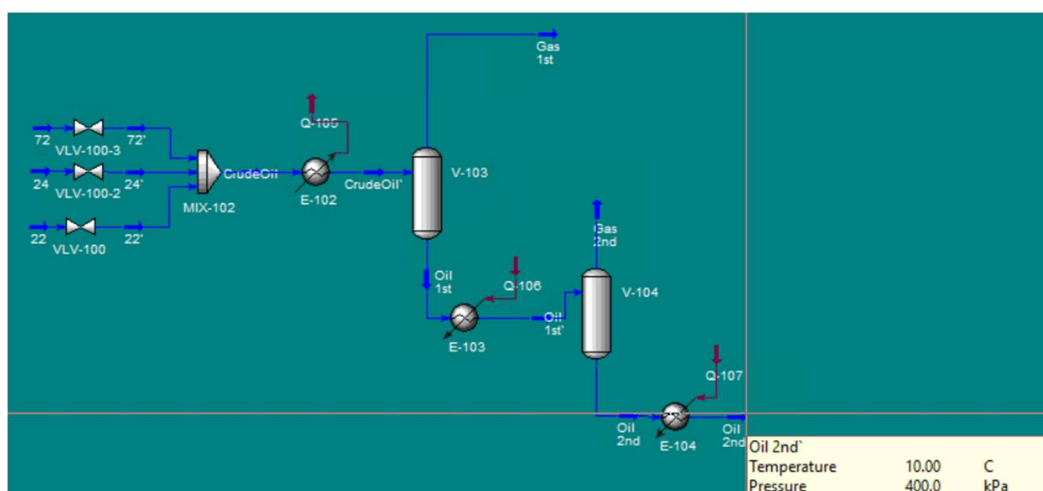


Рисунок 24 – подогрев нефти перед 3 ступенью сепарации

В ходе сепарации 3 ступени на УПН задействуются трехфазные сепараторы с последующим отстаиванием продукции в блоках ёмкостей при атмосферном давлении (рисунок 25). Вода с трёхфазных сепараторов поступает в блок очистки пластовых вод и через насосы утилизируется в водоутилизирующих скважинах (рисунок 26). Газ с 3 ступени сепарации через газовые сепараторы направляется на нужды самой УПН, а его излишки сгорают на факелах.



Рисунок 25 – 3 степень сепарации на УПН



Рисунок 26 – Утилизация воды с 3 ступени сепарации

В смоделированном в работе потоке отсутствует вода, т.к. её количество не было указано в отчётах по анализу глубинных проб. Наличие воды не оказало бы существенного влияния на эффективность подготовки нефти, т.к. в производстве ее утилизация достигает практически 100%.

В таблице 2 указана производительность по нефти. Если бы расчет производился по жидкости, то производительность УПН составила бы 6680 т/сут или 278 300 кг/ч

Для моделирования 3 ступени сепарации воспользуемся вкладкой «Case» и выберем «3-phase separator» для визуализации с реальным процессом подготовки и зададим входящие и выходящие потоки (рисунок 27)

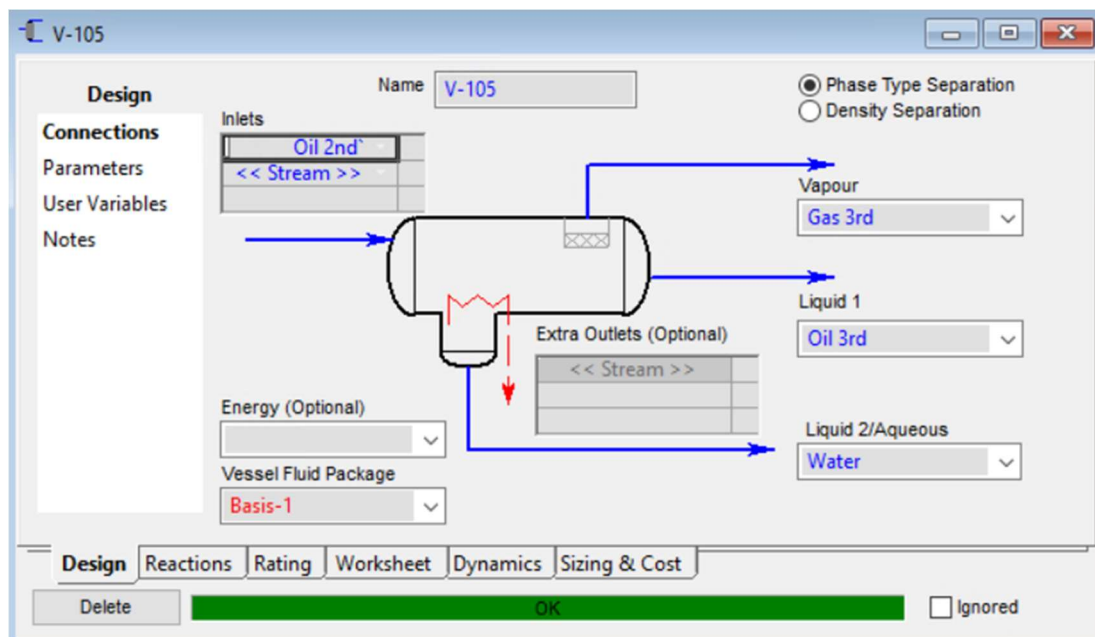


Рисунок 27 – Задание потоков для сепаратора 3 ступени

В потоке «Gas 3rd» необходимо задать давление сепарации 0,11 МПа.

Следующим шагом будет моделирование блоков емкостей (БЕ 1,2 на рисунке 25). Для этого воспользуемся вкладкой «Case» и выберем «Tank» и зададим ему потоки (рисунок 28). В потоке «Gas to flame» задаём давление 0,1 МПа

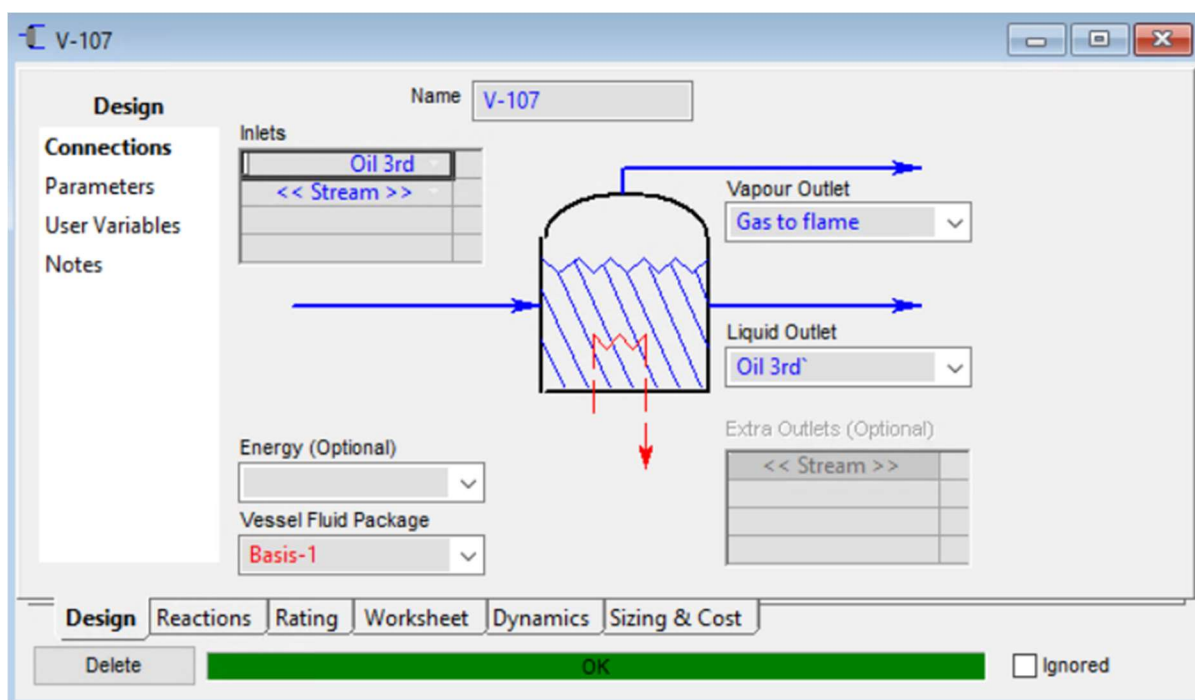


Рисунок 28 – Моделирование блоков ёмкостей

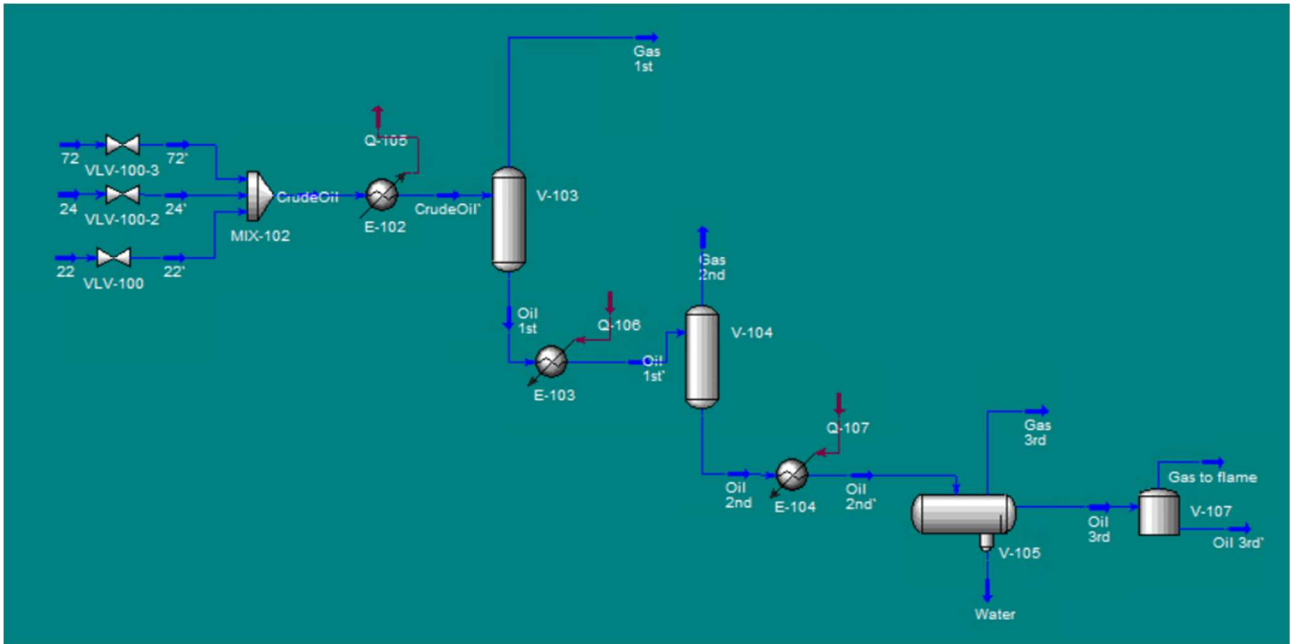


Рисунок 29 – Схема 3 ступенчатой сепарации

Результаты сепарации 3 ступени представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Состав газа 3 ступени сепарации

Компонент	Молярная доля
C1	0,22948
C2	0,33223
C3	0,04087
i-C4	0,08613
C4	0,01433
i-C5	0,01673
C5	0,00840
C6	0,00444
CO2	0,00001
He	0,00124
N2	0,00000
H2	0,22948
Сумма	1
Расход, м ³ /сут	948,4

5.6 Моделирование четвертой ступени сепарации

Моделирование 4 ступени заключается в создании сепараторов концевой ступени. В схеме УПН они обозначаются как КСУ (концевая сепарационная установка) (рисунок 30).

Рисунок 30 – Схема 4 ступени сепарации

В работе будут отсутствовать электродегидраторы (ЭДГ 1,2,3), т.к. обводненность смоделированной продукции равна нулю. Для соответствия рабочим параметрам 4 ступени сепарации, продукцию необходимо нагреть до 40 градусов (рисунок 31).

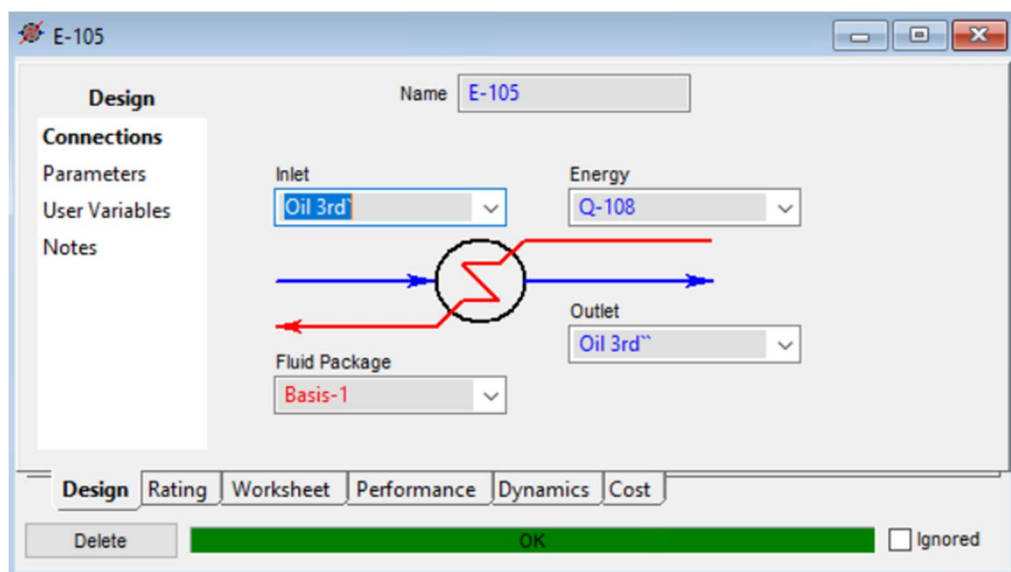


Рисунок 31 – Моделирование подогрева нефти перед 4 ступенью

Потоку «Oil 3rd» задаем температуру 40 °С.

Далее необходимо смоделировать сепаратор КСУ (рисунок 32)

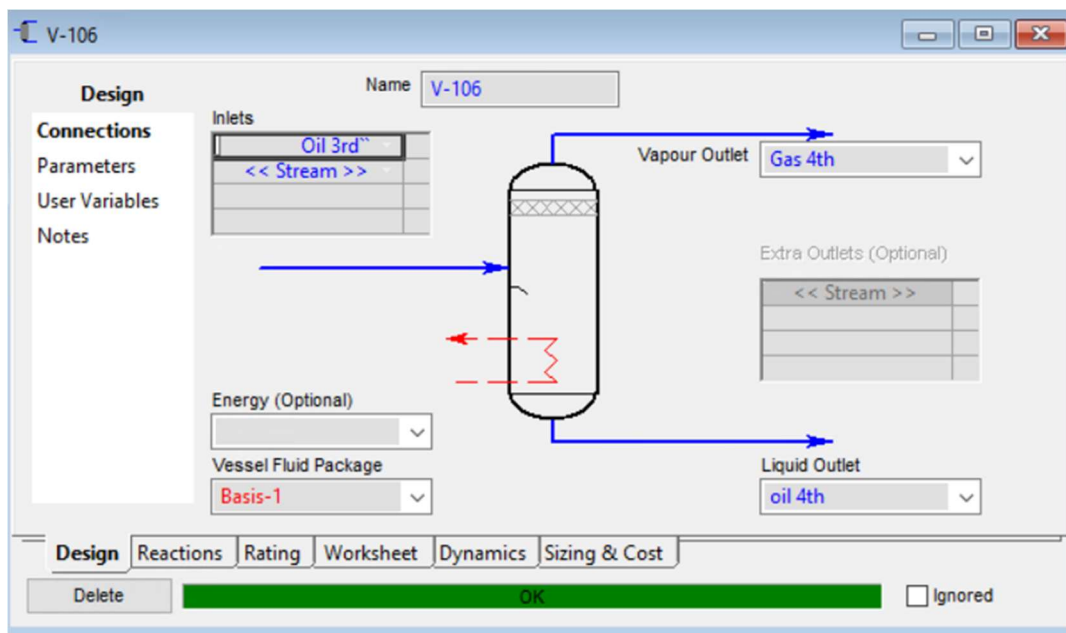


Рисунок 32 – Задание потоков сепаратора КСУ

Результаты сепарации 4 ступени представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Состав газа 3 ступени сепарации

Компонент	Молярная доля
C1	0,02431
C2	0,18445
C3	0,35186
i-C4	0,08708
C4	0,19935
i-C5	0,04390
C5	0,05415
C6	0,03491
CO2	0,00149
He	0,00000
N2	0,00003
H2	0,00000
Сумма	1
Расход, м ³ /сут	777,2

Лишь небольшая часть газа с 4 ступени расходуется на собственные нужды предприятия. Основная его часть сгорает на факельных установках.

5.7 Моделирование операции «Рецикл»

Для моделирования возврата газа на 1 ступень сепарации необходимо компримировать газ с концевой ступени сепарации до значений давления, на входе в первую ступень сепарации – 0,7 МПа. Через вкладку «Case» добавляем «Compressor» и задаем потоки (рисунок 33)

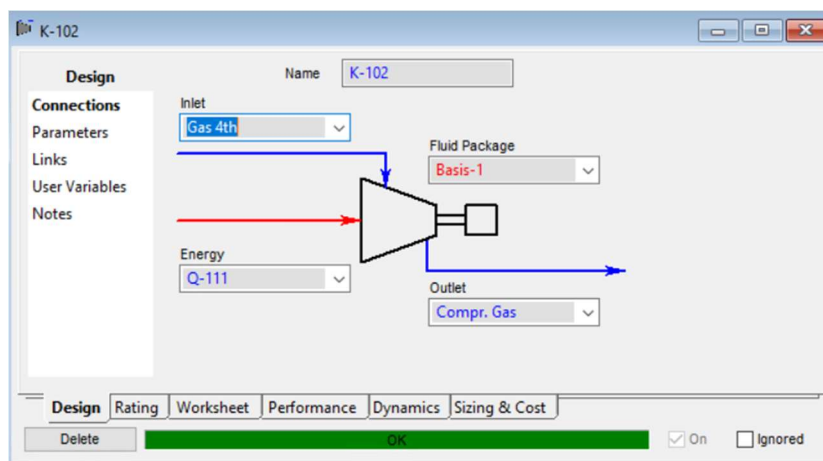
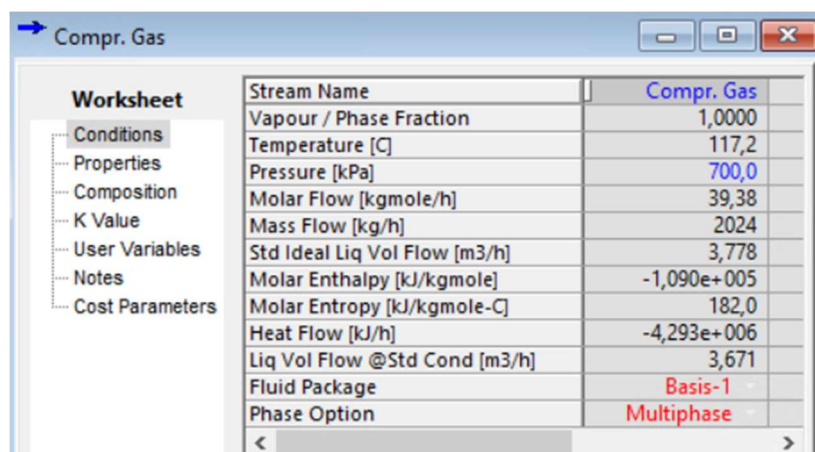


Рисунок 33 – Моделирование компрессора для возврата газа на 1 ступень

Компримированному газу задаем давление, равное 0,7 МПа. Отметим, что газ в результате компримирования нагрелся до 117,2 °С (рисунок 34).



Stream Name	Compr. Gas
Vapour / Phase Fraction	1,0000
Temperature [C]	117,2
Pressure [kPa]	700,0
Molar Flow [kgmole/h]	39,38
Mass Flow [kg/h]	2024
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	3,778
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-1,090e+005
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	182,0
Heat Flow [kJ/h]	-4,293e+006
Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	3,671
Fluid Package	Basis-1
Phase Option	Multiphase

Рисунок 34 – Параметры компримированного газа

В результате чего его необходимо охладить. Для этого через вкладку «Case» добавляем «Cooler» и задаем продукции на выходе из него температуру, равную 11 градусам (рисунок 35).

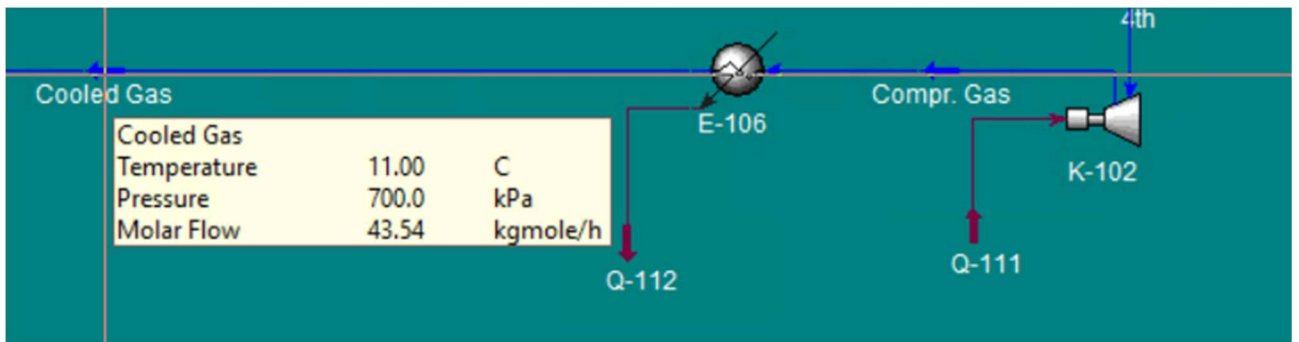


Рисунок 35 – Охлаждение компримированного газа

Операция «Рецикл» создается через вкладку «Case» - «Recycle». Входящий поток – «Cooled Gas», выходящий – «Cooled Gas`».

Чтобы смешать нефть с кустов скважин и газ с КСУ, необходимо добавить смеситель «Mixer».

Итоговая схема представлена на рисунке 36.

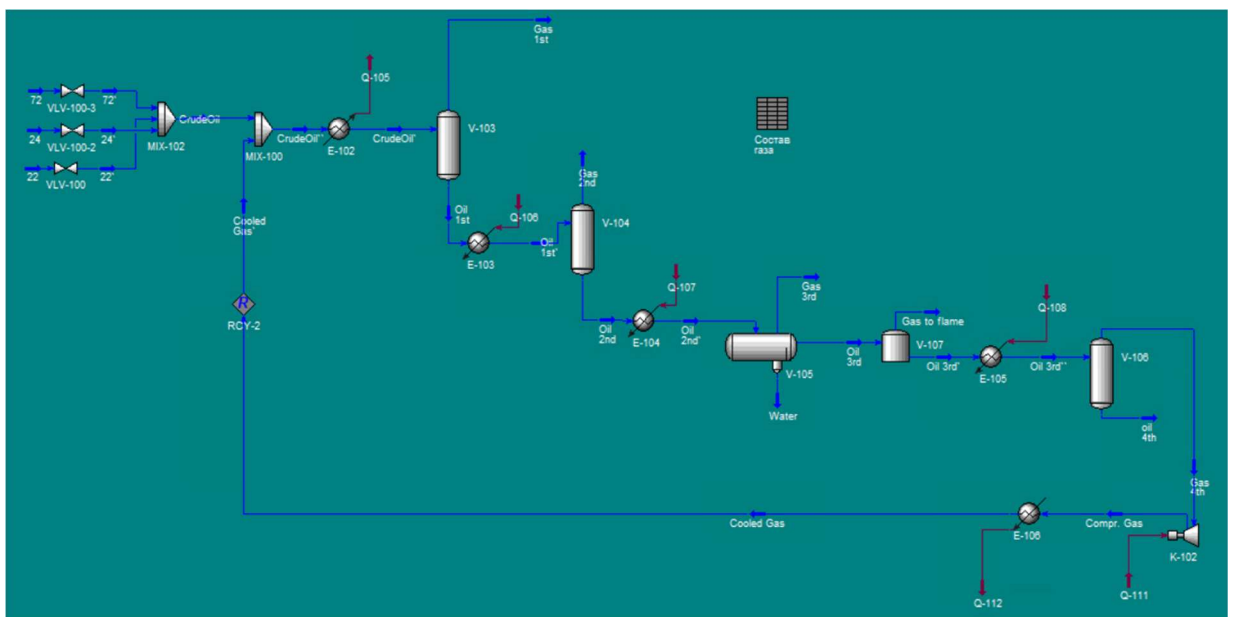


Рисунок 36 – Итоговая схема модели

5.8 Результаты моделирования

Результаты исследования представлены в таблицах 9 и 10.

Таблица 9 – Состав и свойства продукции ступеней сепарации без «рецикла»

	Компонент	Молярная доля			
		1 ступень	2 ступень	3 ступень	4 ступень
Газ	C1	0,74062	0,60129	0,22948	0,02431
	C2	0,15097	0,23418	0,33223	0,18445
	C3	0,05367	0,09994	0,26270	0,35186
	i-C4	0,00633	0,01254	0,04087	0,08708
	C4	0,01288	0,02574	0,08613	0,19935
	i-C5	0,00197	0,00405	0,01433	0,04390
	C5	0,00227	0,00470	0,01673	0,05415
	C6	0,00110	0,00234	0,00840	0,03491
	CO2	0,00352	0,00471	0,00444	0,00149
	He	0,00032	0,00011	0,00001	0,00000
	N2	0,02588	0,00941	0,00124	0,00003
	H2	0,00004	0,00001	0,00000	0,00000
	Сумма	1	1	1	1
	Плотность, кг/м ³	6,718	4,346	1,727	1,882
	Мол. масса,	21,3	24,72	36,19	50,16
расход, м3/ч	2337,7	141,2	948,4	777,2	
Нефть	Расход, кг/ч	120083,22	119469,45	117831,32	116243,13
	ДНП, кПа	259,7	192,4	104,4	66,65
	Плотность, кг/м3	722,6	719,5	720,7	699,4

Таблица 10 – Состав и свойства продукции ступеней сепарации с «рециклом»

	Компонент	Молярная доля			
		1 ступень	2 ступень	3 ступень	4 ступень
Газ	C1	0,72835	0,57463	0,19704	0,01494
	C2	0,15352	0,23877	0,31464	0,14023
	C3	0,06127	0,11605	0,29409	0,35559
	i-C4	0,00727	0,01475	0,04722	0,09889
	C4	0,01452	0,02978	0,09815	0,22674
	i-C5	0,00202	0,00430	0,01503	0,04808
	C5	0,00229	0,00491	0,01731	0,05887
	C6	0,00104	0,00231	0,00820	0,03660
	CO2	0,00350	0,00465	0,00400	0,00102
	He	0,00031	0,00010	0,00001	0,00000
	N2	0,02546	0,00881	0,00104	0,00002
	H2	0,00004	0,00001	0,00000	0,00000
	Сумма	1	1	1	1
	Мол. масса	21,58	25,52	37,62	50,94
	расход, м3/ч	2365,1	157,1	1113,7	1174,3
Нефть	расход, кг/ч	121850,54	121144,71	119139,04	116781,56
	ДНП, кПа	281,3	209,5	114	66,65
	Плотность, кг/м3	721,86633	718,39305	720,28714	699,00265

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ03	Шабанов Игорь Евгеньевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на внедрение технологии рециркуляции попутного нефтяного газа на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Приказ №639 от 20 сентября 2019 года «Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья»
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование перспективности мероприятий по внедрению технологии рециркуляции попутного нефтяного газа на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении
<i>2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет доходов и затрат при внедрении технологии рециркуляции попутного нефтяного газа
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка экономической эффективности внедряемой технологии рециркуляции попутного нефтяного газа на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ03	Шабанов Игорь Евгеньевич		

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСΟΣБЕРЕЖЕНИЕ

Одной из наиболее главных составляющих какой-либо задачи является оценка ресурсоэффективности и ресурсосбережения её решения. Проанализировав технологию рециркуляции ПНГ, остается рассмотреть коммерческую ценность данного метода и дать оценку его эффективности.

Таким образом, цель данного раздела – анализ экономической эффективности технологии. Для достижения поставленной цели необходимо решение следующих задач:

- Определение размера капитальных вложений
- Произвести расчет эксплуатационных затрат
- Рассчитать НДС
- Выполнить оценку экономической эффективности

6.1 Определение размера капитальных вложений

Одним из преимуществ данной технологии является весьма низкий уровень капитальных вложений. Для реализации данной технологии необходим промышленный компрессор для агрессивных сред, способный компримировать не менее 1500 м³ газа в час до давления 0,7 Мпа, запорно регулирующая арматура и трубопровод.

Рынок производства промышленных компрессорных станций невелик. Таким образом, удалось подобрать два вида компрессоров: 305ГП-16/70 производства ККЗ (Краснодарский компрессорный завод) и Ariel JGC/2 производства китайской компании Jereh стоимостью от 8 до 12 млн. руб. Рынок производства трубопроводов и запорно-регулирующей конкурентоспособен. Удалось подобрать задвижку ЗКЛ 200/160 с фланцевым соединением под электропривод производства Тюменской компании «меттранс терминал» стоимостью 21 тыс. руб. Стоимость трубопроводов варьируется от 110 до 2000 руб. за погонный метр. В расчете будет использоваться труба 200 мм с

антикоррозионным покрытием компании ЗСТ стоимостью 2000 руб/м (400000 руб. за 200 м. трубы).

Таблица 11 – Расчёт стоимости оборудования

Наименование оборудования	Количество	Стоимость (руб.)
Компрессор 305ГП-16/70	1 шт	8000000
Задвижка ЗКЛ 200/160	2 шт	42000
Труба с покрытием	200 м.	400000
Итого		8442000

Таким образом, в 2022 году затраты на обустройство промысла составят 8,44 млн. руб., для прочих капитальных вложений и природоохранные мероприятия закладывается 10% и 5% соответственно от всех капитальных вложений.

Таблица 13 – Распределение капитальных вложений в 2022 – 2023 гг.

Годы	Строительство	Обустройство промысла				Всего капитальных вложений	Прочие капитальные вложения	Природоохранные мероприятия	Сумма
		Всего	в т.ч.:						
			обустройство	АГЗУ	межпромысловый нефтепровод				
2022	0,00	8,44	8,44	0,00	0,00	8,44	0,84	0,42	9,71
2023	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

В 2022 году для реализации данной технологии сумма затрат составит 9,71 млн. руб.

6.2 Расчёт эксплуатационных затрат

Для расчёта эксплуатационных затрат необходим прогноз цены на нефть, обменного курса доллара и добычи нефти, который был взят из прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год и плановый период 2023-2024 годов.

Таблица 14 – Макроэкономические показатели

Годы	Цена нефти Юралс	Обменный курс	Цена нефти Юралс	Прирост добычи нефти от применяемой технологии	
	долл/барр	руб/долл	руб/барр	т/сут	т/год
2022	46,6	73,8	5762,3	29,9	10913,5
2023	47,5	74,1	5935,4	30,82	11249,3
2024	55,7	74,3	6166,9	32,2	11785,2
2025	55,7	74,3	6166,9	32,2	11753

В эксплуатационные затраты входят расходы, необходимые для устойчивого функционирования объектов добычи, подготовки и транспорта продукции. Оценка данных расходов представлена в виде рублей за тонну добываемой/экспортируемой продукции и представлена в приложении 3.

Эксплуатационные затраты подразделяются на текущие затраты и налоги, включаемые в себестоимость. Основная часть уплачиваемых налогов – НДС, страховые взносы и прочие налоги (налог на имущество, НДФЛ и т.д., рассчитывается как 1,5% от выручки компании). Для реализации данной технологии понадобятся два оператора технологических установок на установку подготовки нефти (по одному на каждую вахту). Средняя зарплата товарного оператора 80000 руб/мес. Норма амортизации для обустройства промысла составляет 14,29% от капитальных вложений. Расчет представлен в приложении 4

6.3 Расчёт НДС

Нефтегазовые доходы занимают значительную часть доходов в бюджетной системе РФ. По данным Минфина в 2018 году 46,3 % доходов федерального бюджета поступили от нефтегазового сектора, а в 2019 году – 41,7 %. Нефтегазовые доходы включают налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), экспортные таможенные пошлины, акцизы на нефтяное сырье, а также налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья (НДД).

Исчисление НДС определяется ст. 342 НК РФ. Формула включает в себя налоговую ставку, определяемую п.9 ст.342 НК РФ, умноженную на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть ($K_{ц}$). Полученное произведение уменьшается на коэффициент $D_{м}$, характеризующий особенности добычи нефти (табл.15).

Таблица 15 – Коэффициенты для расчета НДС в части нефти

Наименование коэффициента	Формула	Значение
Налоговая ставка	Определяется ст. 342 п.9 НК РФ	919
$K_{ц}$	$K_{ц} = (Ц - 15) \times \frac{P}{261}$	8,935
$D_{м}$	$D_{м} = K_{НДС} \times K_{ц} \times (1 - K_{з} \times K_{д} \times K_{дв} \times K_{кан}) - K_{к} - K_{АБДТ} - K_{ман}$	-702,15
НДС	$НДС = 919 \times K_{ц} - D_{м}$	8913,569

Таким образом, налог на добычу полезных ископаемых в 2022 году составит 8913,569 руб за тонну добытого сырья.

Произведем расчет за 4 года в таблице 16.

Таблица 16 – Расчёт НДС на 4 года

Год	НДС (руб/тонну)	Прирост добычи от применяемой технологии (тонн)	НДС в год (млн. руб.)
2022	8913,5692	10913,5	95,41
2023	9264,8868	11249,3	101,26
2024	12189,927	11753	139,27
2025	12189,927	11753	139,27

За 4 года после внедрения технологии компания заплатит государству дополнительный НДС в размере 475,21 млн. руб.

6.4 Оценка экономической эффективности

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

Для определения данных показателей необходимо скомпоновать исходные данные для расчета, определить себестоимость добычи нефти и цену реализации нефти без НДС. Расчеты представлены в приложении 5

Следующим этапом следует оценить операционную деятельность по проекту (применяемой технологии). Данные занесены в таблицу 17.

Таблица 17 – Операционная деятельность по проекту

Показатели	Ед. изм.	Σ	Год			
			2022	2023	2024	2025
1. Выручка	млн руб.	1269,68	273,24	288,25	354,10	354,10
2. Текущие затраты	млн руб.	578,44	119,83	126,39	166,11	166,11
3. НДС	млн руб.	475,21	95,41	101,26	139,27	139,27
4. Валовая прибыль	млн руб.	691,24	153,41	161,86	187,99	187,99
5. Налог на имущество	млн руб.	0,76	0,19	0,19	0,19	0,19
6. Налог на прибыль	млн руб.	138,25	30,68	32,37	37,60	37,60
7. Итого налоги	млн руб.	139,00	30,87	32,56	37,79	37,79
8. Чистая прибыль	млн руб.	552,99	122,72	129,49	150,39	150,39

Выручка от применяемой технологии за 4 года составит 1,270 млрд. руб., при этом отчисления в федеральный бюджет составят 614,21 млн. руб., а чистая прибыль достигнет 553 млн. руб.

Основные финансовые показатели проекта приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Финансовые показатели проекта

Показатели	Ед. изм.	Σ	Год			
			2022	2023	2024	2025
Денежный поток	млн руб.	556,61	115,49	131,90	154,01	155,22
Накопленный денежный поток	млн руб.	1320,88	115,49	247,39	401,40	556,61
Чистый дисконтированный доход (ЧДД) ($i = 15\%$)	млн руб.	1454,13	215,91	315,65	416,91	505,66
Чистый дисконтированный доход (ЧДД) ($i = 70,506\%$)	млн руб.	949,49	183,22	228,59	259,66	278,02
Внутренняя норма доходности (ВНД, ВНР)	%	14%				
Срок окупаемости (простой)	годы	1,12				
Срок окупаемости (дисконтированный)	годы	0,13				
Индекс доходности капитальных вложений	доли ед.	34,29				

Проведенные расчеты показали, что:

1. Капитальные вложения с учетом амортизации 9,65 млн. руб.
2. Аналитический среднегодовой прирост добычи составляет 11081 т
3. Уплаченный НДС за 4 года в результате прироста добычи составляет 475,21 млн. руб.
4. Чистая прибыль за 4 года составит 553 млн. руб.
5. Дисконтированный срок окупаемости технологии менее 1 месяца.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2БМ03		ФИО Шабанов Игорь Евгеньевич	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Анализ технологии рециркуляции попутного нефтяного газа на Юрубчено-Тохомском месторождении	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования: рециркуляция газа на УПН</i> <i>Область применения: нефтяная промышленность, УПН</i> <i>Рабочая зона: производственная площадка</i> <i>Размеры помещения 200*400 м</i> <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны</i> <i>Промышленный компрессор 305ГП-16/70, сепарационные емкости.</i> <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне</i> <i>контроль параметров работы компрессорной станции, давления в СРД, контроль расхода продукции на заданном участке во время планового обхода оборудования</i></p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением; Федеральный закон от 28 декабря 2013 г. N 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда.» ФНИП в области ПБ «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» ПБ 03-581-03. Устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой или низкой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги (обморожения) тканей организма человека 2. Производственные факторы, связанные с воздействием газовых компонентов (включая пары), загрязняющих чистый природный воздух примесей, на организм работающего зависят от их содержания (концентрации) и токсичности, то есть химических свойств данных газов и паров. 3. Ударные волны воздушной среды <p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенный уровень общей вибрации;

	<p>2. Повышенный уровень локальной вибрации;</p> <p>3. Повышенный уровень шума;</p> <p>4. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;</p> <p>5. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего.</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: знаки безопасности, вентиляция и очистка воздуха, тепловая изоляция трубопроводов, использование защитных костюмов, виброизолирующие рукавицы, каски защитные, перчатки, виброизолирующая обувь, противοшумные наушники, очки защитные, защитные ограждения.</p> <p>Расчет: расчет системы искусственного освещения</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: <u>загрязнение воздуха в результате горения нефтепродуктов при аварии, пожары вызванные открытым горением нефтепродуктов</u></p> <p>Воздействие на литосферу: <u>разливы, открытое горение нефтепродуктов при аварии</u></p> <p>Воздействие на гидросферу: <u>разливы нефтепродуктов в близлежащие водоёмы при аварии</u></p> <p>Воздействие на атмосферу: <u>загрязнение атмосферы углеводородными газами при аварии</u></p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС:</p> <p><u>Природные катастрофы (ураган, лесные пожары, наводнения)</u></p> <p><u>Геологические воздействия (землетрясения)</u></p> <p><u>Техногенные аварии (пожары, разливы нефтепродуктов)</u></p> <p>Наиболее типичная ЧС</p> <p><u>Взрывы оборудования, работающего под давлением, пожар</u></p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ03	Шабанов Игорь Евгеньевич		

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В настоящее время компании уделяют огромное внимание на безопасность проведения работ, охрану труда и окружающей среды. Для каждого опасного производственного объекта, технологического процесса существует свод правил, позволяющий безопасно эксплуатировать и обслуживать применяемое оборудование. Таким образом существование ПБОТОС направлено на сохранение жизни и здоровья работников и окружающей среды. Неисполнение данных правил влечет за собой строгий выговор, депремирование или увольнение.

Нефтегазовая отрасль представляет собой 4 основных блока: бурение скважин, эксплуатация месторождения, подготовка продукции и ее транспорт до потребителя. Каждый блок – это цепочка сложных технологических процессов, имеющих множество вредных и опасных производственных факторов, влияющих на жизнь и здоровье работников. Поэтому одной из главных обязанностей работодателя является обеспечение безопасности рабочего места и благоприятных условий труда, исключая травматизм.

Объектом исследования данной магистерской диссертации является технология рециркуляции попутного нефтяного газа на УПН. Установка подготовки нефти так же является опасным производственным объектом, поэтому необходимо подробно рассмотреть вопросы безопасности при эксплуатации данной технологии, прописать действие персонала в случае ЧС, а также оценить возможное влияние на окружающую среду.

7.1 Правовая составляющая в вопросе обеспечения промышленной безопасности

Основным документом, регулирующим взаимоотношения работодателя и работника, является трудовой кодекс Российской Федерации. В соответствии со ст. 214 ТК РФ работодатель обязан создать безопасные условия труда исходя из комплексной оценки технического и

организационного уровня рабочего места, а также исходя из оценки факторов производственной среды и трудового процесса, которые могут привести к нанесению вреда здоровью работников.

Так же работодатель обязан обеспечить:

1. Безопасность работников на производстве;
2. Систему управления охраной труда;
3. Систематическую оценку и контроль опасностей и профессиональных рисков;
4. Регулярные мероприятия по улучшению условия и охраны труда;
5. Режим труда и отдыха;
6. Средствами коллективной защиты;
7. Стажировку, обучение и проверку знаний ПБОТ;
8. Обучение первой помощи пострадавшим;
9. Проведение специальной оценки условий труда и т.д.

Для реализации внедряемой технологии на УПН необходим оператор технологических установок. Работник в обязательном порядке ознакомливается с перечнем выполняемых обязанностей, прописанном в должностной инструкции. которая создается на основе профессионального стандарта данной профессии. Исходя из перечня выполняемых трудовых функций согласно 426-ФЗ проводится специальная оценка условий труда. СОУТ – это комплекс мероприятий по идентификации вредных и опасных факторов, а также оценке уровня их воздействия на работника. По результатам проверки для каждой должности устанавливается класс (подкласс) условий (вредности) труда. Согласно приказа Министерства здравоохранения и социального развития РФ № 45н работникам, занятым на работах с вредными условиями труда, положена выдача бесплатной порции молока или компенсационная выплата в размере, эквивалентном стоимости молока. В соответствии со ст. 117 ТК РФ работникам, чьи условия труда отнесены к

опасным, либо 2-4 классу, предоставляется дополнительный оплачиваемый отпуск в размере 7 календарных дней.

Одной из особенностей работы на Юрубчено-Тохомском месторождении является вахтовый метод работы. Работодатель обязан обеспечить режим труда и отдыха, организовать комплекс зданий и сооружений для обеспечения жизнедеятельности и междусменного перерыва. Согласно ст. 302 ТК РФ вахтовым работникам выплачиваются надбавки, устанавливаемые коллективным договором, локальными нормативными актами, трудовым договором.

Юрубчено-Тохомское месторождение относится к районам крайнего севера. Для работников, выезжающим для работ в РКС, устанавливается районный коэффициент и процентные надбавки, предусмотренные для каждого района крайнего севера.

Для обеспечения безопасности работодатель обязан оснастить работников средствами коллективной и индивидуальной защиты, в состав которой входят летние и зимние комплекты спецодежды, противогазы, переносные газоанализаторы, спецобувь, каска, перчатки, очки и наушники, если условия труда подразумевают воздействие шума выше 80 дБ.

7.1.1 Организационные мероприятия по компоновке рабочей зоны

Рабочая зона оператора находится в пределах 1-4 технологических площадок УПН. Обустроенных в соответствии с проектным документом на основе свода правил «Обустройство нефтяных и газовых месторождений».

Основная функция УПН – сепарация нефти, нагрев, дегидратизация, хранение и доведение до товарного состояния. Применяемое оборудование должно соответствовать требованиям стандартов, оснащаться приборами контроля с выводом на пульт управления, регулирующими предохранительными устройствами. Для безопасности работников во всех закрытых помещениях установки размещена система контроля ГВС с выводом на ПУ, аварийная

вентиляция и светозвуковое оповещение, а действия персонала при любых аварийных ситуациях прописаны в ПЛА.

7.2 Производственная безопасность

При внедрении технологии рециркуляции попутного нефтяного газа существует вероятность возникновения вредных и опасных производственных факторов.

Согласно «ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» трудовые функции оператора технологических установок связаны со следующими вредными и опасными факторами (табл. 19)

Таблица 19 – Возможные опасные и вредные факторы

Виды работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Контроль параметров работы компрессора и давления в трубопроводе	Повышенный уровень общей и локальной вибрации Повышенный уровень шума Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	Чрезмерно низкая или высокая температура объектов производственной среды, вызывающая обморожения или ожоги тканей организма человека Газовые компоненты, загрязняющие чистый природный воздух Ударные волны воздушной среды	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ ГОСТ 12.1.046-2014 ССБТ ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ СП 52.13330.2016 ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ
Обход оборудования на предмет герметичности			
Контроль расхода газа в технологическом процессе			

7.2.1 Анализ показателей вибрации на рабочем месте

В ходе выполнения трудовых обязанностей оператору предстоит работать в компрессорном блоке 305ГП-16/70. Данный блок сертифицирован и отвечает требованиям ТР Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» ТР ТС 010/2011, а значит он удовлетворяет требованиям ГОСТ 12.2.016-811 ССБТ «Оборудование компрессорное», который в п. 2.1.12 ссылается на ГОСТ 12.1.012 ССБТ «Вибрационная безопасность», где указаны требования к вибрационным характеристикам компрессорного оборудования. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрационная безопасность» воздействие вибрации на человека-оператора классифицируется:

1. По способу передачи вибрации на человека;
2. По направлению действия вибрации
3. По временной характеристике вибрации

В условиях трудовой деятельности оператору необходимо прикасаться к дверным ручкам блока, деталям компрессора, кнопкам управления. Таким образом, можно классифицировать воздействие по способу передачи как локальная, т.к. вибрация передается через руки. По направлению действия характеризуется как локальная, т.к. в основном действия операторы связаны с охватом торцевых и цилиндрических поверхностей. По временной характеристике классифицируется как постоянная, т.к. её частота не изменяется. (табл. 20)

Таблица 20 – Классификация вибрационного воздействия

Классификация	Тип
Способ передачи вибрации	Локальная
Направление вибрации	Локальная
Временная характеристика вибрации	Постоянная

Для уменьшения степени воздействия вибрации на человека следует применять специальные рукоятки, накладки или подставки.

7.2.2 Анализ показателей шума на рабочем месте

Во время работы любого компрессора характерны повышенные показатели воспроизводимого шума. При длительном воздействии шума на слуховой аппарат возможны снижение слуха, головные боли, утомляемость и раздражительность.

Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562–96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки» регулируют предельно допустимые уровни звукового давления. Предельный уровень варьируется в пределах от 54 до 96 дБа в зависимости от воспроизводимой частоты (табл. 21)

Таблица 21 – Предельно допустимые уровни звукового давления

№ п/п	Вид трудовой деятельности (рабочее место)	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБа)
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
3	Работа, выполняемая с часто получаемыми указаниями и акустическими сигналами; работа, требующая постоянного слухового контроля; операторская работа по точному графику с инструкцией	96	83	74	68	63	60	57	55	54	65

Для снижения воздействия вредного влияния шума более 80 дБа работникам предусмотрена выдача средства индивидуальной защиты – наушники, вкладыши. К коллективным средствам защиты относятся звукопоглощающие кожухи и защитные экраны.

7.2.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны

В ходе выполнения трудовых обязанностей работники могут столкнуться с проблемой недостаточной освещенности рабочей зоны. Зрительная работа оператора технологических установок относится к категории малой точности. Наименьшим объектом различения является цена деления шкалы манометра, входящая в диапазон размером от 1 до 5 мм. Объекты с средней контрастностью на среднем фоне – ситуация, характерная для работы оператора в компрессорном блоке в дневное время. При таких условиях с применением системы общего освещения параметр освещенности должен быть не менее 200 лк, а показатели дискомфорта UGR и коэффициента пульсации не более 25 и 20 % соответственно. (приложение 6)

Расчёт равномерного освещения в компрессорном блоке следует проводить методом коэффициента светового потока, с учетом отраженного потока от потолка и стен по формуле 1:

$$\Phi = \frac{E_n \times S \times K_3 \times Z}{N_d \times \eta} = 4455 \text{ лм} \quad (1)$$

Где E_n – нормативная освещенность, 200 лк; S – площадь помещения для компрессорного блока 9 м²; K_3 – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника. Для помещений со средним выделением пыли коэффициент берется равный 1,8; Z – коэффициент неравномерности освещения (для люминисцентных ламп 1,1); N_d – количество ламп в помещении – 2; η – коэффициент использования светового потока – 39%, определяется по таблице 22.

Таблица 22 – Коэффициенты использования светового потока с люминисцентными лампами

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

Коэффициенты ρ_n и ρ_c определяются по таблице 23

Таблица 23 – Значение коэффициентов отражения потолка и стен

Состояние потолка	ρ_n , %	Состояние стен	$\rho_{ст}$, %
Свежепобеленный	70	Свежепобеленные с окнами, закрытыми шторами	70
Побеленный, в сырых помещениях	50	Свежепобеленные с окнами без штор	50
Чистый бетонный	50	Бетонные с окнами	30
Светлый деревянный (окрашенный)	50	Оклеенные светлыми обоями	30
Бетонный грязный	30	Грязные	10
Деревянный неокрашенный	30	Кирпичные неоштукатуренные	10
Грязный (кузницы, склады)	10	С темными обоями	10

Для технологических помещений вроде компрессорного блока стены и потолок выполнены из металлического каркаса с сэндвич-панелями, окрашенных в белый цвет, поэтому коэффициент для потолка принимаем равный 70, а для стен равный 50.

Коэффициент использования светового потока i рассчитывается по формуле 2

$$i = \frac{S}{h(A+B)} = \frac{12}{2,3(3+4)} = 0,75 \quad (2)$$

Где S – площадь, h – высота над рабочей поверхностью, коэффициенты A и B – длина и ширина помещения.

Высота над рабочей поверхностью рассчитывается следующим образом:

H – высота помещения, 3,5 м

h_c – расстояние светильников от перекрытия (свес), 0,5 м;

$h_n = H - h_c$ – высота светильника над полом – 3 м;

h_{rp} – высота рабочей поверхности – 0,7 м;

$h = h_n - h_{rp}$ расчётная высота светильника над рабочей поверхностью, 2,3 м.

Таким образом, коэффициент η , определяемый по таблице 22 для светильника типа ОДР будет равен 39 %.

По таблице 24 принимается ближайшая стандартная лампа.

Таблица 24 – Основные характеристики люминесцентных ламп

Мощность, Вт	Напряжение сети, В	Световой поток, лм			
		ЛД	ЛХБ	ЛБ	ЛТБ
15	127	700	820	835	850
20	127	880	1020	1060	1060
30	220	1650	1940	2020	2020
40	220	2300	2700	2800	2850
65	220	3750	4400	4600	4600
80	220	4250	5000	5200	5200
125	220	-	8000	-	8150

Получившемуся расчёту соответствует люминесцентная лампа холодно-белого цвета мощностью 65 Вт. Общая мощность осветительной системы 130 Вт (65x2)

Расстояние между светильниками L определяется по формуле 3

$$L = \lambda \times h = 1,1 * 2,3 = 2,5 \text{ м.} \quad (3)$$

Где λ – наивыгоднейшее расположение светильников. Для светильников типа ОДР 2х65 коэффициент равен 1,1.

Расстояние от крайнего ряда светильников до стены определяется как $L/3$ и принимается равным 0,75 м.

Количество рядов светильников с лампами определяется по формуле 4.

$$n_{\text{ряд}} = \frac{(B - \frac{2}{3}L)}{L} + 1 = 1,54 \approx 2 \quad (4)$$

Где $n_{\text{ряд}}$ – количество рядов; B – ширина помещения, 3 м; L – расстояние между рядами светильников, 2,5 м.

Количество светильников определяется по формуле 5.

$$n_{\text{св}} = \frac{(A - \frac{2}{3}L)}{l_{\text{св}} + 0,5} = 1,55 \quad (5)$$

Где A – длина помещения, 4 м; L – расстояние между светильниками 2,5 м; $l_{\text{св}}$ – длина светильника, 1,5 м

Схема расположения светильников в помещении представлена на рисунке 37

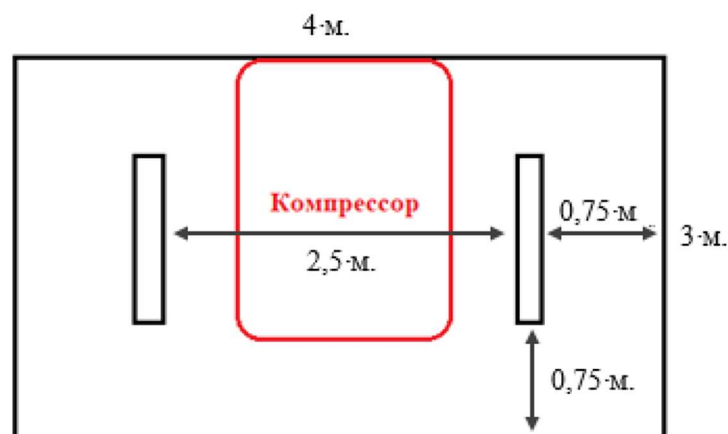


Рисунок 37 – схема расположения светильников

7.2.4 Анализ объектов с низкой/высокой температурой, вызывающей обморожение/ожоги

Промысловое оборудование и трубопроводы в ходе своей эксплуатации могут нагреваться/охлаждаться. Природный газ при перепаде давления в несколько мегапаскаль может изменять свою температуру до 100 градусов, поэтому при компримировании газа с 1 атмосферы до 70, его температура достигает 117 градусов.

В зимнее время года температура окружающей среды может опускаться до -55 градусов. Для работы в таких условиях должен быть обеспечен ежечасный обогрев в помещении с температурой около +25°C. Трубопроводы в таких условиях должны быть заизолированы и утеплены, а работник должен быть обеспечен утепленной зимней спецодеждой, маской, защитными кремами и перчатками во избежание обморожения. Для защиты от ожогов распространено применение защитных изолирующих кожухов.

7.2.5 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Контроль воздушной среды – один из важнейших факторов, обеспечивающих безопасность рабочей зоны. Его контролю уделяется особое внимание. Так, каждое закрытое помещение на опасном производственном объекте оснащается газоанализатором с выводом на ПУ. ПДК – предельно допустимая концентрация – величина, указывающая на предельно допустимое содержание вредных веществ в воздухе. Для природного газа допустимая концентрация равна 300 мг/м³.

Опасность повышенной концентрации вредных веществ в воздухе заключается в возможности отравления, потери сознания и летальным исходом. При отравлении у работника наблюдается головокружение, тошнота, учащенный пульс, сухость во рту. Особенно опасны вещества, содержащие серу и оксид серы, т.к. они напрямую влияют на нервную систему, притупляя обонятельный нерв.

Другим опасным фактором является взрывоопасность загазованной зоны. ПДК для метана составляет 1,65 мг/л или 0,25% объемной доли в воздухе.

ПДК транспортируемой нефти, вредных примесей и некоторых применяемых веществ:

- нефть относится к 4-му классу опасности – ПДК 300 мг/м³ .
- ПДК сероводорода - 10 мг/м³ (3 класс опасности);
- ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс);
- ПДК сероводорода с смеси с углеводородами (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2 класс);
- ПДК оксида азота - 5 мг/м³ (2 класс опасности).

При работе в местах, где возможно превышение показателя ПДК работники обязаны иметь при себе переносной газоанализатор и противогаз, а при срабатывании сигнала газоанализатора, либо светозвукового оповещения в производственном помещении применить противогаз и покинуть рабочую зону.

7.2.6 Взрывы на производстве

Одним из опасных факторов является взрыв. Взрыв – физико-химический процесс, проходящий с большим выделением энергии за короткий промежуток времени при малом объёме, в результате которого оказывается звуковое, тепловое, вибрационное воздействие на окружающую среду.

Особое внимание стоит уделить объектам, где используются взрывопожароопасные вещества. Необходим тщательный контроль за концентрацией паров этих веществ. ГОСТ 26460-85 определяет предельно-допустимую взрывобезопасную концентрацию веществ. Производственные помещения делятся на следующие категории по взрывопожарной опасности:

1. Повышенная взрывопожароопасность (А)
2. Взрывопожароопасность (Б)
3. Пожароопасность (В1-В4)
4. Умеренная пожароопасность (Г)

5. Пониженная пожароопасность (Д)

Большая часть производственных помещений относится к категории В1, т.к. в них обращаются горючие и трудногорючие вещества, способные при взаимодействии с кислородом гореть. Такие помещения должны обозначаться знаками запрета открытого пламени и курения.

7.3 Экологическая безопасность

Экологическая безопасность является важным фактором при эксплуатации промышленных объектов. Её нарушение может привести к ЧС регионального масштаба, что создает особую опасность не только для окружающей среды, но и для персонала с населением. Источником загрязнения является скважинная продукция – нефть, газ, способные попасть в атмосфера в результате нарушения герметичности какого-либо элемента в технологической схеме. На таких производствах должны проводиться мероприятия по выявлению нарушения в области экологической безопасности (ПЭК – производственный экологический контроль).

7.3.1 Загрязнение селитебной зоны

Объекты, в которых обращаются вредные и опасные вещества относятся к категории опасных производственных объектов. Они должны располагаться на достаточном расстоянии от жилой застройки для обеспечения безопасности населения.

Для этого применяют следующие меры:

- ✓ промышленные предприятия должны быть удалены от селитебной территории на расстояние, соответствующее степени вредности предприятия;
- ✓ в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 [48], в зависимости от вида производства, 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 предприятия.

7.3.2 Загрязнение атмосферы

При эксплуатации нефтепроводов, сосудов, работающих под давлением, могут возникать ситуации, при которых пары углеводородов, относящиеся к четвертому классу опасности, улетучиваются в атмосферу. Такими ситуациями могут быть разгерметизация сосуда для его ремонта, негерметичность какого-либо соединения, аварии. Таким образом, необходимо поддерживать трубопроводы и оборудование в исправном состоянии.

Для утилизации ПНГ на многих месторождениях и при бурении используют факельные установки. Их эксплуатация допускается, однако постановлением правительства РФ №1148 от 08.11.2012 установлено ограничение на сжигание ПНГ. Его количество не должно превышать 5 % от общего количества ПНГ.

7.3.3 Загрязнение гидросферы

Одной из опаснейших экологических катастроф является загрязнение гидросферы в результате попадания вредных веществ в сточные воды. Основная опасность заключается в том, что вредные вещества могут транспортироваться системами гидросферы на очень далекие расстояния. При попадании нефти в воду образуется тонкая масляная пленка, останавливающая обмен воды с кислородом, тем самым нарушая фауны водоёма. Причиной такой аварии может стать несоблюдение техники безопасности, правил эксплуатации оборудования, износ. Для предотвращения таких аварий следует контролировать исправность оборудования, своевременно ликвидировать разливы нефти с целью недопущения попадания в сточные воды, так же необходимо придерживаться нескольких правил:

- ✓ Использовать места расположения и границы площадок вдали от водоёмов на нормируемом расстоянии
- ✓ Хранение отработанных отходов должно производиться строго в отведенной для этого площадке. Границы кустовой площадки должны быть обвалованы на высоту не менее 0,7 м для предотвращения разливов нефти за пределы кустового основания
- ✓ В случае аварийного разлива нефти необходимо отсечь источник загрязнения и действовать согласно плана ликвидации аварий. В случае необходимости на предприятии должен быть аварийный запас буйков и различных сорбентов.

7.3.4 Загрязнение литосферы

Одним из основных источников загрязнения литосферы является разлив нефти. В результате замазучивания территории происходит впитывание легких фракций в почву, а тяжелые фракции образуют корку, образуя мертвую зону, происходит гибель микрофлоры, а затем – растений. В результате обильных дождей углеводородное пятно может транспортироваться на некоторое расстояние и попасть в сточные воды. Для предотвращения таких ситуаций необходимо рекультивировать участок разлива, а замазученную землю необходимо подвергать особым условиям хранения, транспортировки и захоронения, т.к. такие отходы относятся к первым двум классам опасности.

7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В ходе эксплуатации месторождения существует вероятность возникновения ЧС в результате нарушения норм технологического режима работы оборудования, его износа, различных видов отказа. В нефтяной промышленности основным видом ЧС является разлив нефти.

Каждый разлив нефти требует незамедлительного вмешательства в технологический процесс с целью изоляции аварийного участка и остановки загрязнения. На каждом ОПО, в том числе, обращающимся с

нефтепродуктами, обязателен к разработке план ликвидации аварий, утвержденный главным инженером организации. План ликвидации аварий – это документ, описывающий ряд предварительно обдуманных действий, мероприятий, обязанностей для каждого из работников, участвующих в технологическом процессе.

В ПЛА предусмотрен ряд мероприятий, включающий в себя:

1. Обнаружение аварии
2. Получение информации об аварии, пострадавших
3. Оповещение об аварии
4. Принятие оперативных мер
5. Проведение аварийно-восстановительных работ.

Последовательность действий следующая:

Оператор, обнаружив аварию, обязан незамедлительно сообщить диспетчеру участка о происшествии и по возможности принять меры по оперативному устранению источника загрязнения (открыть байпас, остановить технологический процесс и т.д.). Диспетчер обязан уточнить характер происшествия, место и количество пострадавших, а так же незамедлительно известить диспетчера ЦДС, начальника участка и руководство нефтепромысла. После принятия оперативных мер по локализации источника загрязнения и места аварии необходимо проведение аварийно-восстановительных работ с привлечением необходимой спецтехники и средств.

В заключении раздела стоит отметить, что соблюдение правил и требования ПБОТОС является неотъемлемой частью трудовой дисциплины и трудового процесса. Соблюдение данных правил обеспечивает сохранность окружающей среды, минимизирует риски воздействия на флору и фауну, а самое главное – может спасти человеческую жизнь. Ответственный подход работников к охране труда способствует минимизации количества несчастных случаев.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения работы была проанализирована литература по исследуемой теме, изучены вопросы, связанные с ГФ: причина его роста и методы измерения, создана модель внедряемой технологии и проанализирована ее экономическая эффективность, заключающаяся в увеличении выхода товарной нефти на 0,0046 % и приростом выручки в размере 273 млн.

В процессе моделирования подготовки нефти с операцией «Рецикл» были получены данные о компонентном составе газа каждой ступени сепарации, молярной массе газа и расходе газа, а также расходе, ДНП и плотности нефти: следствием смешивания жирного газа концевой ступени сепарации с исходным потоком является увеличение молярной доли компонентов C2-C5 на 1 и 2 ступенях сепарации, компонентов C3-C5 на 3 ступени сепарации, увеличение расхода газа и его молярной массы на всех ступенях.

Важно отметить, что, если бы молярная доля компонента C6 увеличивалась пропорционально остальным компонентам, это бы свидетельствовало о неэффективности технологии. Уменьшение молярной доли гексана означает, что нефть абсорбировала некоторую его часть, а его увеличение на 4 ступени говорит о том, что абсорбировался не весь объем рециркуляционного гексана, а лишь некоторая его часть.

В ходе выполнения операции «Рецикл» изучались различные параметры, влияющие на свойства нефти. Одним из значимых параметров являлось давление 4 ступени сепарации. При его значении в 95,4 кПа, расход нефти увеличился на 538,5 кг/ч, это порядка 0,0046% при равном ДНП конечной продукции. Стоит отметить, что с добавлением газа 4 ступени сепарации в сырую нефть, её плотность уменьшилась, ДНП и расход увеличились на каждой из ступеней сепарации.

В ходе выполнения работы был принят ряд допущений, включающий в себя:

- Компонентный состав входной продукции не учитывает особенности всего фонда скважин, так как состав входного сырья определен по трём скважинам;
- В данной модели отсутствует вода. В теории ее наличие увеличило бы абсорбцию легких фракций газа;
- В программном комплексе UniSim отсутствует регулировка эффективности сепарации: влияние каплеуловительных систем не учитывается.

Так же в процессе моделирования узнали, что на УПТГ и ГКС приходит 58,95% ПНГ, в котельных для подогрева нефти и воды сгорает 14,27%, а на факеле сгорает 26,77%, что составляет 27013 м³/сут. Данные показаны на рисунке 37.

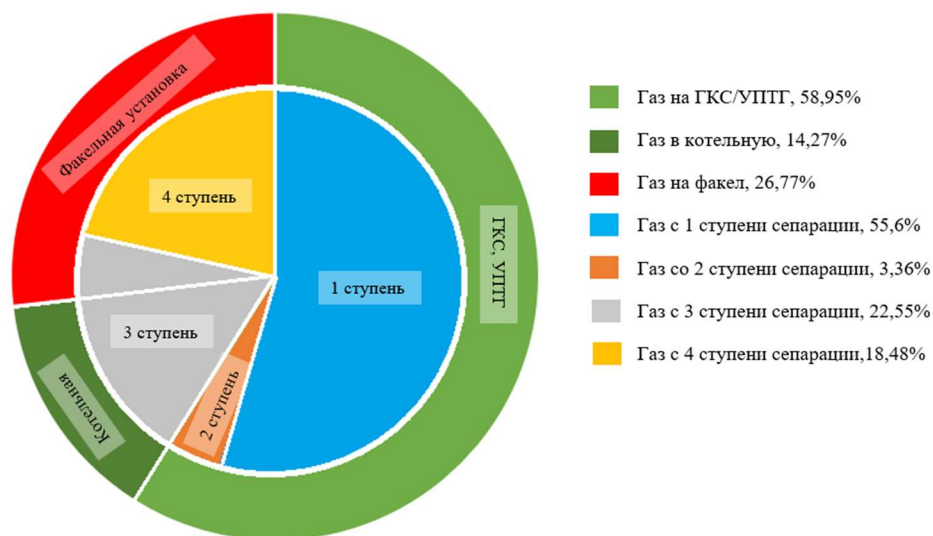


Рисунок 38 – Диаграмма распределения ПНГ на месторождении

Научная новизна работы:

- ✓ предложена технология применения возврата газа на первую ступень сепарации для объекта с повышенным газовым фактором
- ✓ разработаны рекомендации по модернизации схемы подготовки нефти на исследуемом объекте

Практическая значимость исследований:

- ✓ выявлено повышение эффективности переработки нефти в результате применения модернизированной технологии на 0,0046%.

Защищаемые положения:

- ✓ реализация предложенного способа подготовки нефти с высоким газовым фактором с помощью возврата газа с концевой ступени сепарации в поток сырой нефти позволит повысить эффективность утилизации попутного нефтяного газа
- ✓ внедрение технологии на исследуемом объекте позволит решить проблему нерационального использования попутного нефтяного газа и повысить эффективность производства

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 26070-83. Фильтры и сепараторы для жидкостей. Термины и определения. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200011752>
2. РД 39-0147035-225-88. Инструкция по определению газовых факторов и количества растворенного газа, извлекаемого вместе с нефтью из недр. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: https://znaytovar.ru/gost/2/RD_39014703522588_Instrukciya
3. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия [Электронный ресурс]. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200028839>
4. Установки подготовки нефти (УПН) [Электронный ресурс]: Технологические комплексы и установки подготовки нефти, nipi-ongm.ru 2010 URL: <http://www.nipi-ongm.ru/engineering/delivery-of-the-equipment/technological-complexes-and-installation-of-preparation-of-oil-and-water-/oil-treatment-unit-upn-/?>
5. РД 39-0148070-303-85 Применение технологии сепарации нефти для месторождений с высоким газовым фактором.
6. ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.
7. ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование.
8. Тронов В.П. Сепарация газа и сокращение потерь нефти. – Казань, 2002. – 407 с.
9. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-1-010-76-ssbt>
10. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200329>;

11. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200292>;
12. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200289>;
13. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/21681/>;
14. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/901702428>;
15. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200000277>;
16. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200161238>;
17. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-17-1-3-13-86>;
18. 0.ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-22-0-01-94> ;
19. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-22-3-03-94> .
20. ГОСТ 12.0.004.2015 ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200136072> ;

21. Р 2.2.2006–05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200040973>;

22. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/902207994>;

23. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/901704046>;

24. СанПиН 2.2.4.3359–16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL:;

25. СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/901787814>;

26. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/901859406>;

27. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/901703278>;

28. СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/901703281>;

29. СП 51.13330.2011. Защита от шума. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200084097>;

30. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/456054197>;

31. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/557235236>;

32. ГН 2.1.6.3492 – 17. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе городских и сельских поселений. [Электронный ресурс]. – режим доступа к URL: <http://docs.cntd.ru/document/556185926>;

Приложение 3 – Оценка расходов для устойчивого функционирования внедряемой технологии

Вид расхода	Единица измерения	Стоимость за тонну	2022	2023	2024	2025
Расходы по технологической подготовке нефти	руб./т	22,89	0,25	0,26	0,27	0,27
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	руб./т	611,62	6,67	6,88	7,19	7,19
Общехозяйственные расходы	руб./т	27,12	2,96	3,05	3,19	3,19
Общепроизводственные расходы	руб./т	80,78	0,88	0,91	0,95	0,95
Прочие затраты	руб./т	482,24	5,26	5,42	5,67	5,67

Приложение 4 – Эксплуатационные затраты

Годы	Текущие затраты							Налоги, включаемые в себестоимость				Итого эксплуатационных затрат
	Всего	в т.ч.:						Всего	в т.ч.:			
		заработная плата	содержание и эксплуатация оборудования	капитальный ремонт скважин	общепроизводственные расходы	амортизация основных фондов	прочие		НДПИ	Страховые взносы	прочие	
2022	19,39	2,40	6,67	0,00	3,84	1,21	5,26	100,44	95,41	0,744	4,29	119,83
2023	19,87	2,40	6,88	0,00	3,96	1,21	5,42	106,52	101,26	0,744	4,51	126,39
2024	20,60	2,40	7,19	0,00	4,14	1,21	5,67	145,51	139,27	0,744	5,50	166,11
2025	20,60	2,40	7,19	0,00	4,14	1,21	5,67	145,51	139,27	0,744	5,50	166,11
Итого:	80,46	9,60	27,93	0,00	16,07	4,83	22,02	497,99	475,21	2,98	19,80	578,44

Приложение 5 – Исходные данные для расчёта экономической эффективности

Показатели	Ед. изм.	Σ	Год			
			2022	2023	2024	2025
1. Среднегодовой прирост добыча нефти	т	11417,20	10914	11249	11753	11753
2. Накопленный среднегодовой прирост добычи нефти	т	33915,80	0	10914	22163	33916
3. Эксплуатационные затраты (с НДС и налогом на имущество), в т.ч.:	млн. руб.	578,44	119,83	126,39	166,11	166,11
на добычу нефти, подготовку нефти, утилизацию воды	млн. руб.	566,38	118,62	123,98	162,49	161,29
амортизационные отчисления	млн. руб.	12,06	1,21	2,41	3,62	4,83
4. Капитальные вложения в обустройство	млн. руб.	8,44	8,44	0,00	0,00	0,00
6. Себестоимость добычи нефти	руб./т	17055,32	-	-	-	-
7. Цена реализации нефти без НДС	руб./т	-	25037	25624	30128	30128

Приложение 6 – Требования к освещению промышленных предприятий

Характеристика зрительной работы	Наименьший или эквивалентный размер объекта различения, мм	Разряд зрительной работы	Под-разряд зрительной работы	Контраст объекта с фоном	Характеристика фона	Искусственное освещение					Естественное освещение		Совмещенное освещение	
						Освещенность, лк		Сочетание нормируемых величин объединенного показателя дискомфорта UGR и коэффициента пульсации			KEO e_n , %			
						при системе комбинированного освещения	при системе общего освещения	UGR, не более	$\xi_{\text{д}}$, % не более	при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	
														Всего
Средней точности	Св. 0,5 до 1,0	IV	а	Малый	Темный	750	200	400	25	20	4,0	1,5	2,4	0,9
			б	Малый	Средний	500	200	300	25	20				
				Средний	Темный									
			в	Малый	Светлый	400	200	200	25	20				
				Средний	Средний									
г	Средний	Светлый	-	-	200	25	20							
	Большой	"												
			"	Средний										

Приложение II

(справочное)

Association petroleum gas recirculation technology analysis on Urubcheno-Tokhonskoe field

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ03	Шабанов Игорь Евгеньевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Матвеев Васильевич Иван	к.ф.-м.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОИЯ	Матвеевко Алексеевна Ирина	д.ф.н		

INTRODUCTION

One of the main tasks of oil and gas industry is increasing the efficiency of production process. Due the separation process on their different stages a bit part of light oil fraction is entrained by gas. Also, the loss of hydrocarbon vapors is caused by storage in reservoirs. Fractions formed above crude oil or its products evaporate to the atmosphere. The process, minimized these vapors is called vapor recovery units (VRUs). The loss of these fractions entails lost profits for the company and leaves an environmental footprint when they are burned in flares.

There are two main types of hydrocarbon losses in tanks:

Losses during exploitation

1. Filling
2. Emptying

Additional types of losses

1. Boiling
2. Breathing
3. Standing

Filling losses arise when the pressure inside the tanks becomes higher than relief –valve pressure. The pressure rises as tank fills up and in case of valve actuation the vapours are going into the atmosphere. The relief pressure is low. And if the oil is highly carbonated, the losses can be high.

Emptying losses are experienced by the vapors that are expelled from a tank after the liquid is removed from it. Because vaporization lags behind the expansion of the vapor space during withdrawal, the partial pressure of a hydrocarbon vapor drops. Enough air enters during the withdrawal to maintain the total pressure at the barometric value. However, when vaporization into the new air reaches equilibrium, the increase in the vapor volume will cause some vapor expansion.

Breathing losses these types of losses occur when one of the following conditions occurs:

1. The thermal expansion of the existing vapors
2. An expansion caused by barometric pressure changes
3. An increase in the amount of vapors from added vaporization in the absence of a liquid level change

Tank *Breathing* losses occur as a result of a sudden change in the volume of liquid in the tank or vapor pressure.

Most oil storage tanks are designed for a small change in pressure. This is done for safety reasons to avoid an explosion. Therefore, this type has relatively large losses.

Standing losses. This type of loss is not very large, as it occurs as a result of the opening of various hatches, leading to depressurization of vessels, various openings and stuffing boxes.

Boiling losses When boiling, a high vapor pressure occurs, since a large amount of gas is released in combination with a high temperature.

Oil fraction losses are caused by inefficient separation due the process. These vapors are partially captured in the gas separators of the technological chain, but still bring economical losses. Many companies use different types of drop catchers to minimize their influence.

The recirculation technology is used to reduce technological losses of oil in tanks. Recirculation ensures multiple return of gas from the last stage of separation to the beginning of the system. An increase in the contact time of two phases - liquid and gas, entails a correct separation between liquid components and gaseous substances.

As a result of the introduction of technology, the amount of released gas is reduced, the precipitation of condensate decreases by more than 2 times, and the content of light components in the treated gas increases, which leads to a decrease in its losses (in the form of condensate) and an increase in oil yield.

A lot of works related to the topic of loss of gas and oil in the process of production, extraction and collection allow the maximum use of minerals in the economy.

However, the existing traditional technologies used in production still entail losses. Processes carried out in dynamics, such as separation, occur with a deviation from the equilibrium state of the phases, so their separation is incorrect. Part of the gas remains unseparated in the liquid, and drip oil is carried away by wet gas to flare installations, or through breathing valves into the atmosphere, polluting the environment and causing economic losses. Ideal separation implies an exceptional separation of components C₆+ and more from less heavy components.

To solve this problem, on the Urubcheno-Tokhomskoe field a system for trapping light fractions is implemented, the efficiency of which reaches almost 100%. However, according to the technological scheme, this installation captures the tank farm (VST-1 - VST-7). Gas from low-pressure apparatuses (LPA) is sent to low-pressure compressor stations (LP CS), where it is planned to send it to gas separators of the first separation stage in the future. Currently, LPA gas is compressed and flared.

Along with being sent to gas separators, gas from the LP CS can be sent to the first separation stage. This technology is called gas recirculation. As a result of contact with oil, the compressed gas is cooled and phases are redistributed, as a result of which condensate and heavy hydrocarbons remain in the oil zone, light gas components, together with the gas of the first stage, are sent to gas separators and further along the technological scheme to fuel gas system (FGS) and gas-compressor station (GCS). An additional factor for a clearer redistribution of components in the degassed oil and the produced gas is an increase in the contact time of the two phases. When these components are mixed, the light gas components of oil are adsorbed, due to which its density and molar mass decrease.

Process design software

UniSim Design is Honeywell's product for process and plant simulation. Powerful software allows you to simulate stationary and non-stationary processes in the software environment. The product offers tools to help engineers develop process optimization projects with lower project risk, helping to prevent wasted capital expenditures.

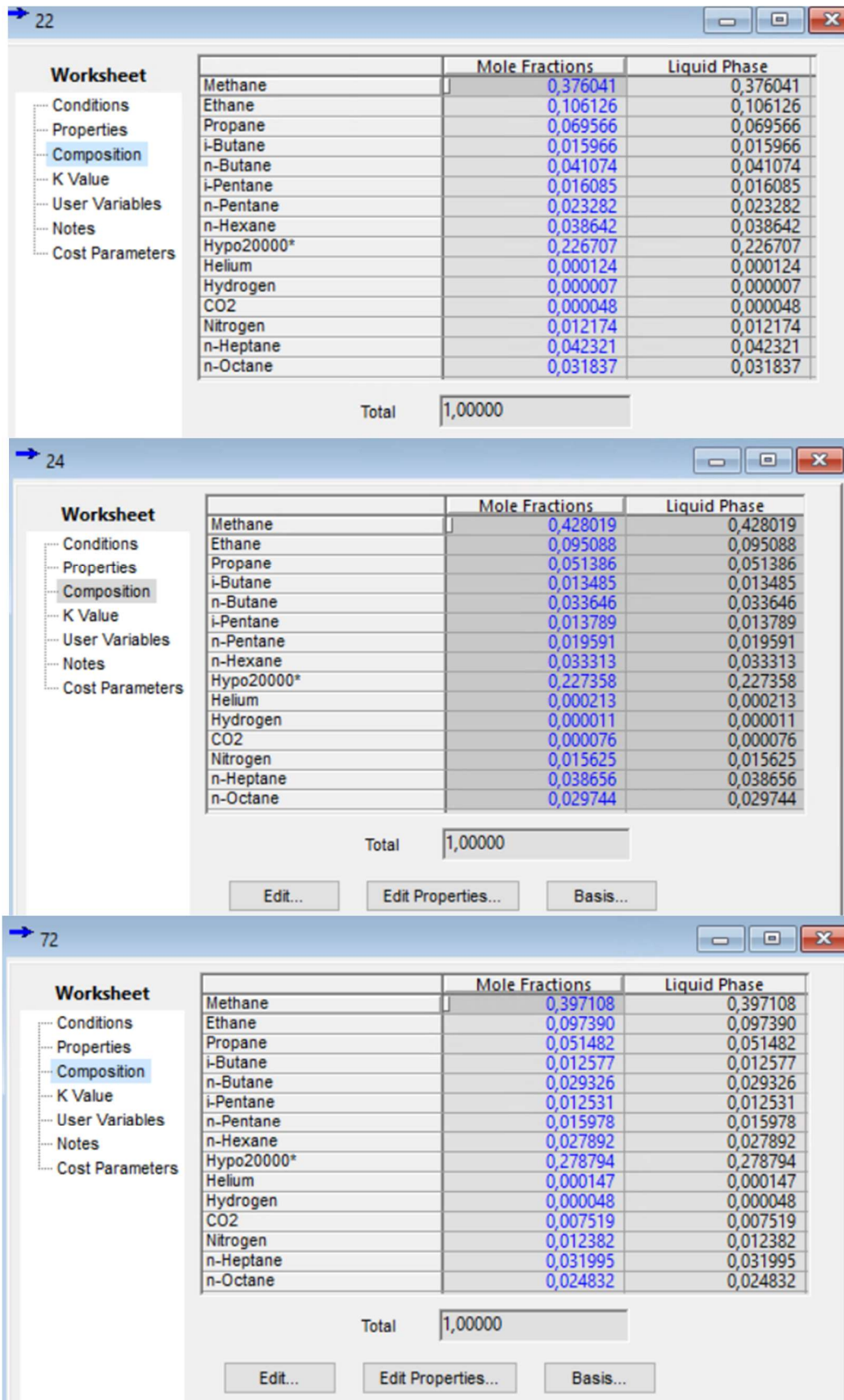
The main options for using UniSim Design Suite in process modeling:

- development of a technological scheme;
- using the case scenario tool to optimize projects according to business criteria;
- assessment of equipment operating modes in a wide range of operating conditions;
- evaluation of the impact of flow rate changes, operating conditions violations and alternative operations on the safety, reliability and profitability of the process;
- accurate calculation and selection of suitable material for various equipment;
- monitoring of equipment performance in relation to operational goals.

Modeling recirculation process

To model the recirculation process, it is necessary to know the technological scheme of the process, the composition of the product and the separation parameters.

The flow composition was taken from downhole analysis of 22, 24, 72 wells: (pic. 1)



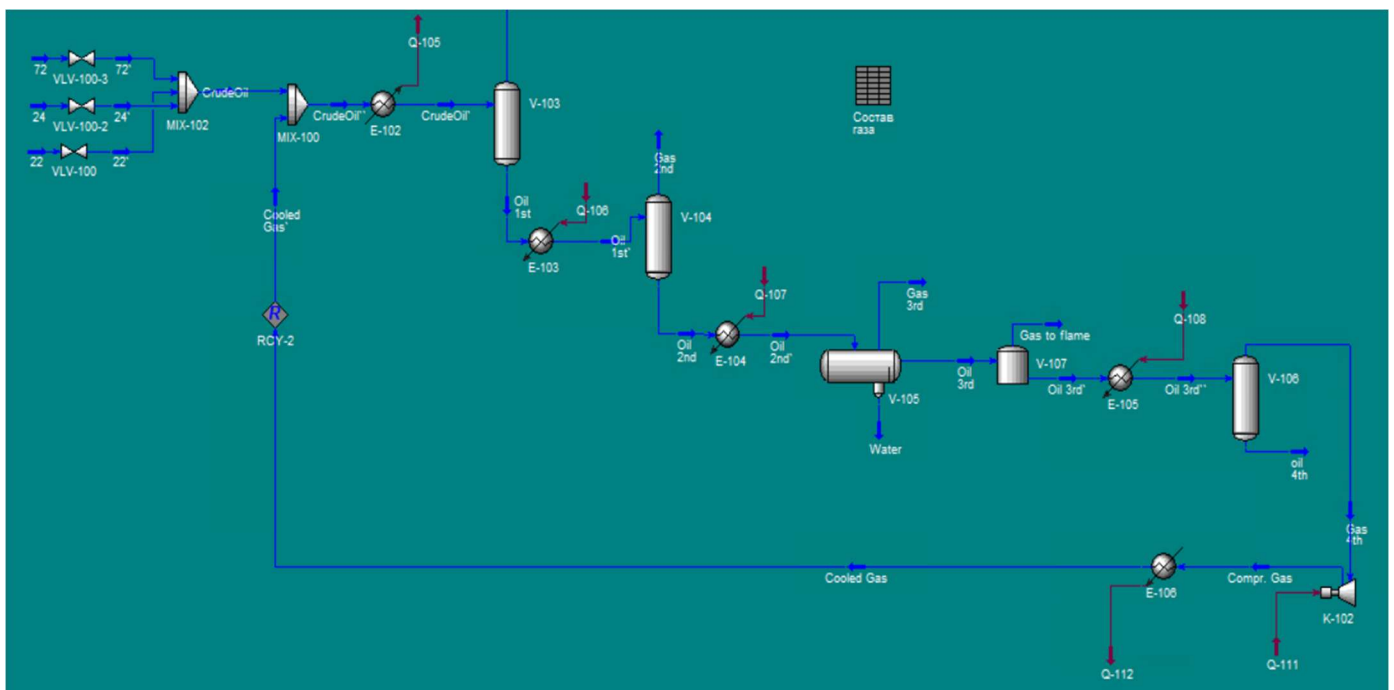
Picture 1 – Composition of 22,24,72 wells flow

Separation parameters are presented in table 1

Table 1 – Urubcheno-Tokhomscoe field separation processes parameters

Stage number	Pressure, MPa	T e
2		

Modeled technological scheme of recirculation presented in picture 2



Picture 2 – scheme of recirculation process

Changes in the composition of the flow during the implementation of the technology are presented in table 2

	Component	Mole fraction			
		1 stage	2 stage	3 stage	4 stage
Gas	C1	0,74062	0,60129	0,22948	0,02431
	C2	0,15097	0,23418	0,33223	0,18445
	C3	0,05367	0,09994	0,26270	0,35186
	i-C4	0,00633	0,01254	0,04087	0,08708
	C4	0,01288	0,02574	0,08613	0,19935
	i-C5	0,00197	0,00405	0,01433	0,04390
	C5	0,00227	0,00470	0,01673	0,05415
	C6	0,00110	0,00234	0,00840	0,03491
	CO2	0,00352	0,00471	0,00444	0,00149
	He	0,00032	0,00011	0,00001	0,00000
	N2	0,02588	0,00941	0,00124	0,00003
	H2	0,00004	0,00001	0,00000	0,00000
	Total	1	1	1	1
	Density, kg/m ³	6,718	4,346	1,727	1,882
Mole mass	21,3	24,72	36,19	50,16	
Flow rate, m ³ /h	2337,7	141,2	948,4	777,2	
Oil	Flow rate, kg/h	120083,22	119469,45	117831,32	116243,13
	Saturated steam pressure, kPa	259,7	192,4	104,4	66,65
	Density, kg/m ³	722,6	719,5	720,7	699,4

	Component	Mole fraction			
		1 stage	2 stage	3 stage	4 stage
Gas	C1	0,72835	0,57463	0,19704	0,01494
	C2	0,15352	0,23877	0,31464	0,14023
	C3	0,06127	0,11605	0,29409	0,35559
	i-C4	0,00727	0,01475	0,04722	0,09889
	C4	0,01452	0,02978	0,09815	0,22674
	i-C5	0,00202	0,00430	0,01503	0,04808
	C5	0,00229	0,00491	0,01731	0,05887
	C6	0,00104	0,00231	0,00820	0,03660
	CO2	0,00350	0,00465	0,00400	0,00102
	He	0,00031	0,00010	0,00001	0,00000
	N2	0,02546	0,00881	0,00104	0,00002
	H2	0,00004	0,00001	0,00000	0,00000
	Сумма	1	1	1	1
	Mole mass	21,58	25,52	37,62	50,94
Flow rate, m ³ /h	2365,1	157,1	1113,7	1174,3	
Oil	Flow rate, kg/h	121850,54	121144,71	119139,04	116781,56
	Saturated steam pressure, kPa	281,3	209,5	114	66,65
	Density, kg/m ³	721,86633	718,39305	720,28714	699,00265

Table 2 – Gas flow composition changes and results of implementation the recirculation technology (to the left – without recirculation, to the right – with recirculation)

In the process of modeling oil preparation with the “Recycle” operation, data were obtained on the component composition of the gas of each separation stage, the molar mass of the gas and the gas flow rate, as well as the flow rate, SVP and density of the oil.

During the Recycle operation, various parameters that affect the properties of oil were studied. One of the significant parameters was the pressure of the 4th separation stage. With its value of 95.4 kPa, oil consumption increased by more than half a ton per hour with the same SVP of the final product. It is worth noting that with the addition of gas from the 4th stage of separation to crude oil, its density decreased, SVP and consumption increased at each of the stages of separation. The gas flow rate at all separation stages in the recirculation scheme increases. This is due to the fact that the first stage separator receives an oil and gas mixture with the addition of the 4th Gas.

The loss of light hydrocarbons at the 1st stage of separation is 1.45%, at the 2nd stage of separation - 1.38%, at the 3rd stage - 1.09%, at the 4th stage - 0.46%. At the same time, the volume of marketable oil corresponding to GOST R51858 became 167.09 m³/h, against 166.2 m³/h according to the standard treatment scheme.

In the process of modeling, we learned that 58.95% of APG comes to the PTGT and GCS, 14.27%% is burned in boiler houses for heating oil and water, and 26.77% is burned in the flare, which is 27013 m³ / day.