

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазовое дело

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Анализ эффективности системы сбора и подготовка попутного газа на Верх-Тарском нефтяном месторождении.</b>

УДК 622.279.8(571.14)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Сергеев Андрей Ильич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Клемашева Елена Игоревна	к.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
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

## Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.

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: 21.03.01 нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазовое дело

**УТВЕРЖДАЮ:**  
**Руководитель ООП**  
 \_\_\_\_\_  
 (Подпись) \_\_\_\_\_ (Дата) **Максимова Ю.А.**  
 (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

<b>Бакалаврской работы</b>
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В1	Сергеев Андрей Ильич

Тема работы:

Анализ эффективности системы сбора и подготовка попутного газа на Верх-Тарском нефтяном месторождении.
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)	20.04.21 №110-32
---	------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Тексты и материалы отчётов исследовательских работ, фондовая и научная литература технологические регламенты, нормативные документы.</p>
---	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Геолого-физическая характеристика месторождения. Анализ разработки Верх-Тарского месторождения. Характеристика текущего состояния разработки месторождения. Сбор попутного нефтяного газа на Верх - Тарском нефтяном месторождении. Сбор газа на УПСВ. Сбор газа на ЦПС 1-я ступень. Предлагаемая система сбор газа на ЦПС (2-я ступень).</p>
--	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Доцент к.т.н Сечин Андрей Александрович
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Клемашева Елена Игоревна

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

Отсутствуют

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

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Сергеев Андрей Ильич		

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: 21.03.01 нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазовое дело

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1 Геолого-физическая характеристика месторождения	...
	2 Анализ разработки Верх-Тарского месторождения	...
	3 Сбор попутного нефтяного газа на Верх - Тарском нефтяном месторождении	
	4 Расчет процесса сепарации	
	5 Использование нефтяного газа на Верх-Тарском нефтяном месторождении	
	6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
	7 Социальная ответственность	

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 85 страниц, 12 рисунков, 37 таблиц, 30 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: месторождение, нефть, добыча, подготовка, нефтяной газ, компоненты, сбор, нефтегазовый сепаратор, утилизация, газотурбинная установка, газопоршневая электростанция, топливный газ, нестабильный конденсат

Объектом исследования является комплекс подготовки продукции скважин Верх-Тарского нефтяного месторождения.

Цель работы – повышение объемов извлечения нефтяного газа.

В данной работе рассмотрено геологическое строение месторождения, коллекторские свойства пласта, характеристика пластовых флюидов и запасов. Так же уделено внимание анализу разработки и сбору нефтяного газа на месторождении. Подробно описывается способ подготовки нефтяного газа для нужд энергообеспечения промысла.

Для решения поставленной цели был рассмотрен существующий вариант сепарации скважинной продукции. В результате чего было выявлено, что для работы газотурбинных и газопоршневых установок на полную мощность на месторождении не хватает дополнительного объема газа, который можно добыть путем внедрения второй ступени сепарации.

Выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office XP, текстовая часть выполнена в Microsoft Word, расчеты и графики в – Microsoft Excel, рисунки в – Corel DRAW 14. Презентация создана в Microsoft Power Point

## **Определения, обозначения и сокращения**

ПНГ – попутный нефтяной газ

КПД – коэффициент полезного действия

ЦПС – центральный пункт сбора

ПТБ – печь трубная блочная

УПСВ – установка подготовки сеноманской воды

ДНС – дожимная насосная станция

ГПЭС – газопоршневая электростанция

ГТУ – газотурбинная электростанция

УПТГ – установка подготовки топливного газа

СОД – средства очистки и диагностики

УОНГ – установка очистки нефтяного газа

ГРПШ – газораспределительный пункт шкафной

НТК – низкотемпературная конденсация

НГС – нефтегазовый сепаратор

## Оглавление

Введение .....	10
1 Геолого-физическая характеристика месторождения .....	11
1.1 Общие сведения о месторождении .....	11
1.2 Физико-литологическая характеристика коллекторов и залежей .....	13
1.3 Характеристика пластовых флюидов .....	16
2 Анализ разработки Верх-Тарского месторождения.....	19
2.1 Характеристика текущего состояния разработки месторождения.....	19
3 Сбор попутного нефтяного газа на Верх - Тарском нефтяном месторождении...21	
3.1 Сбор газа на УПСВ.....	21
3.2 Сбор газа на ЦПС 1-я ступень.....	22
3.3 Предлагаемая система сбор газа на ЦПС (2-я ступень) .....	25
4 Расчет процесса сепарации .....	26
4.1 Расчет первой ступени сепарации .....	26
4.2 Расчет вертикального гравитационного сепаратора после первой ступени .....	34
сепарации	
4.3 Материальный баланс второй ступени сепарации.....	37
4.4 Расчет вертикального гравитационного сепаратора после второй ступени .....	43
сепарации	
5 Использование нефтяного газа на Верх-Тарском нефтяном месторождении .....	46
5.1 Общая схема потребления топливного газа .....	46
5.2 Газотурбинная установка.....	51
5.3 Газопоршневые электростанции .....	55
6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	64
6.1 Предпроектный анализ.....	64
6.2 Структура работ и график выполнения технологических операций .....	64



6.3 Расчет сметной стоимости работ по ликвидации аварийного разлива нефти на подводном переходе магистрального нефтепровода .....	64
7 Социальная ответственность .....	73
7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	73
7.2 Анализ вредных производственных факторов .....	74
7.3 Анализ опасных производственных факторов .....	76
7.4 Экологическая безопасность .....	78
7.5 Защита атмосферы .....	78
7.6 Защита литосферы .....	79
7.7 Защита гидросферы .....	79
7.8 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	79
Заключение .....	82
Список использованных источников .....	83

## **Введение**

Подготовка товарной нефти всегда предусматривает освобождение её от попутного нефтяного газа (ПНГ). Содержание нефтяного газа и его состав в добываемой нефти для разных месторождений существенно различается.

Мировая практика нефтедобычи и высокие экологические требования довели уровень утилизации ПНГ до 98-99%, но на многих месторождениях России такой уровень утилизации в настоящее время недостижим. Основная причина этого в том, что разрабатываемые месторождения находятся в труднодоступных районах, удалённых от магистральных газопроводов, а высокие капиталозатраты, требуемые для обустройства компрессорных станций и газопроводов, как правило, не включаются в число первоочередных, в результате чего значительное количество ПНГ сжигается в факелах, загрязняя атмосферу.

На сегодняшний день известно большое количество способов утилизации ПНГ. Среди них: сжижение, сжигание на энергетических установках, физико-химическая переработка в жидкое топливо и другие виды утилизации.

В данной выпускной квалификационной работе была поставлена задача, на примере Верх-Тарского нефтяного месторождения, провести расчет эффективности внедрения второй ступени сепарации добываемой жидкости и предложить мероприятия по повышению эффективности использования нефтяного газа.

# 1 Геолого-физическая характеристика месторождения

## 1.1 Общие сведения о месторождении

Верх-Тарское нефтяное месторождение приурочено к одноименной структуре, выявленной в результате площадных рекогносцировочных работ МОВ в 1964 году (ЦКГЭ, с/п 24/63-64). Площадными работами МОВ масштаба 1:100000 (ЦКГЭ, с/п 18/68-69, с/п 18,24/68-69, с/п2/70-71, с/п 18,24/70-71) Верх-Тарское поднятие было оконтурено и подготовлено к разведочному бурению. В 1970 году в сводовой части поднятия была пробурена скважина 1, давшая промышленные притоки нефти из горизонта Ю<sub>1</sub>, а несколько позже был получен фонтан нефти из кровли палеозойских пород[1].

В административном отношении Верх-Тарское месторождение находится в Северном районе Новосибирской области, в 340 км к северо-западу от г. Новосибирска и в 180 км к северу от магистрального нефтепровода Башкирия-Иркутск (рисунок 1).

Верх-Тарское месторождение расположено в районе, где инфраструктура не развита. В ближайшем окружении открыто 7 небольших нефтяных месторождений и одно газоконденсатное (Восточно-Тарское, Малоичское, Ракитинское, Тайдасское, Восточно-Межовское, Межовское, Восточное, Веселовское), что создаёт хорошие перспективы для эффективного освоения нефтегазовых ресурсов района.

Районным центром является с. Северное, связанное с областным центром г. Новосибирском местной авиалинией, а также профилированной грунтовой дорогой с г. Куйбышев и г. Барабинск, в которых имеются железнодорожные станции. Расстояние от с. Северное до Транссибирской железной дороги (г. Барабинск) составляет 140 км. От Верх-Тарского месторождения до г. Барабинск, где расположена линейная производственно-диспетчерская станция (ЛПДС), проведена ветка нефтепровода.

Транспортными магистралями являются автодороги местного значения – грунтовые и земляные, а также зимники. Асфальтовая дорога доходит только до с. Северное, до Верх-Тарского месторождения - грунтовая.

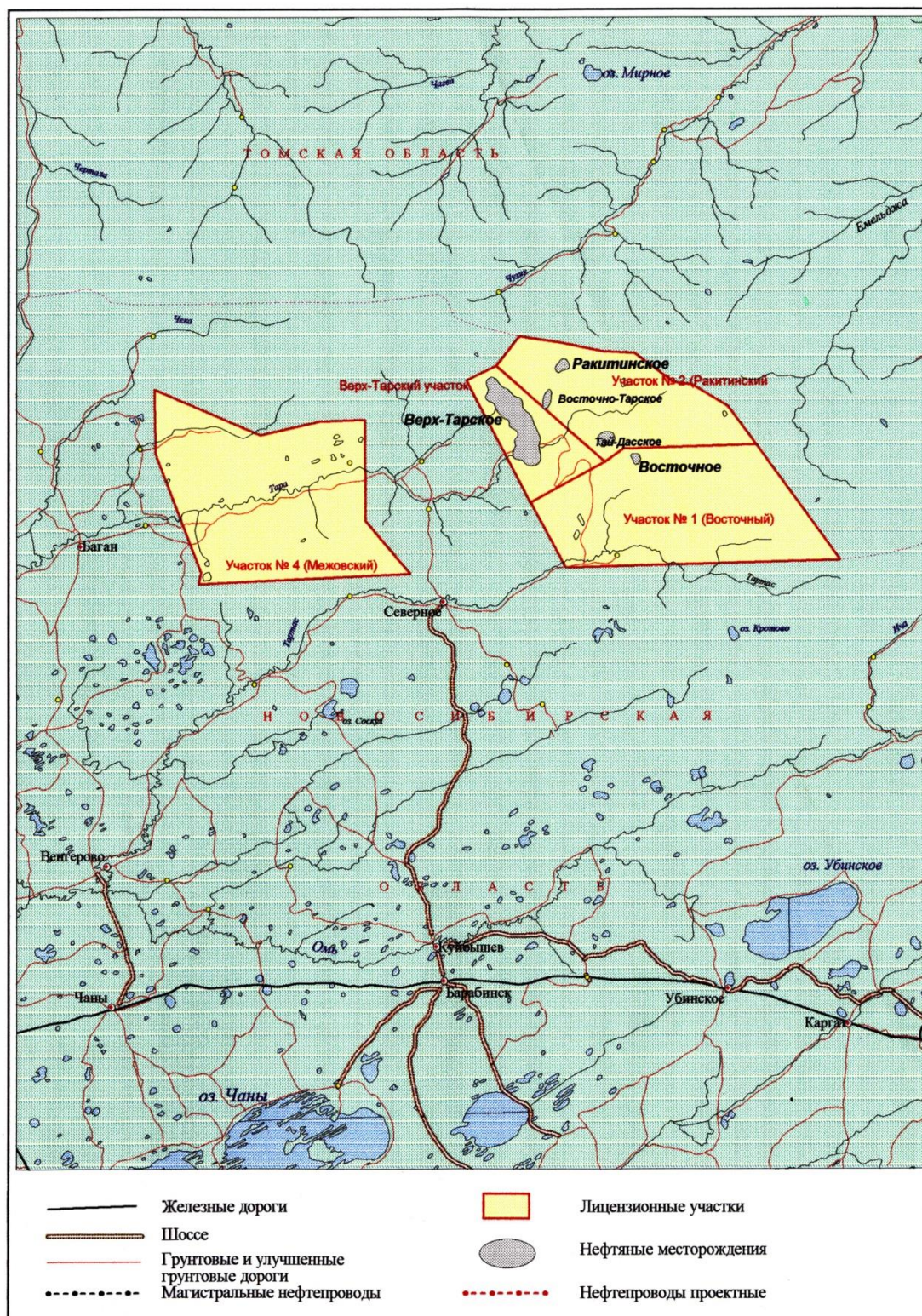


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

## 1.2 Физико-литологическая характеристика коллекторов и залежей

При оценке граничных признаков коллекторов  $K_{п}^{гп}$ ,  $K_{пр}^{гп}$  использовался и петрофизический способ, основанный на связях типа “керна-керна”. Величина граничного значения пористости ( $K_{п}^{гп}$ ) составляет 10,6 % (начало фильтрации в продуктивном коллекторе). Граничное значение проницаемости  $K_{пра}^{гп}$ , соответствующее величине динамической пористости равной нулю ( $K_{п}^{д}=0$ ), при которой отсутствует фильтрация флюида, равно 0,18 мД[1].

Интервалы, из которых получена безводная нефть, характеризуются величиной УЭС более 6,4 Ом. Водоносные пласты располагаются на сопоставлении в зоне, ограниченной сверху линией тренда  $\rho_{п} = -0,1805 K_{п} + 8,1504$ . В интервале сопротивлений от этой линии до значения  $\rho_{п} = 6,4$  Ом находится зона неоднозначности, где возможны как однофазные притоки нефти и воды, так и двухфазные смеси нефти с водой.

По керну имеется 442 учетных определения пористости, среднее значение по пласту составляет 15,4%. Нефтенасыщенность по керну определялась по 22 образцам из 11 скважин и составила в среднем 65%. Остаточная водонасыщенность составляет по результатам 279 определений 35,5% (рисунок 2).

В утвержденной в 2006 г «Технологической схеме разработки Верх-Тарского нефтяного месторождения» пористость по ГИС находится в пределах 10,5-20,6% при средневзвешенных значениях по блокам: северный блок -18,1%; центральный блок -17,7 и 17,4% для ЧНЗ и ВНЗ соответственно; южный блок 19,4 и 20,4% для ЧНЗ и ВНЗ. Нефтенасыщенность по ГИС составляет 57,5% для северного блока, 60,2 и 54,2% для центрального блока для ЧНЗ и ВНЗ соответственно, 53,4 и 51,5% для южного блока.[2]

В рамках «Оперативного подсчёта запасов нефти и растворенного газа по пласту ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> Верх-Тарского месторождения (по состоянию на 01.01.2009)», который был утверждён Федеральным Агентством по недропользованию (Протокол № 18/48 от 06.02.2009 ), проведена обработка и интерпретация материалов ГИС по

скважинам, пробуренным в 2006-2008 гг (73 скважины). Получены следующие результаты (таблица 1):

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры		Значения
Средняя глубина залегания подошвы пласта, м		2455,6-2530,4
Средняя мощность пласта	общая, м	17,3
	эффективная, м	8,88
	нефтенасыщенная, м	7,82
	Водонасыщенная, м	8,04
Начальная отметка ВНК, м		2360-2381
Начальная отметка ГНК		-
Пористость, д.ед.		0,18
Проницаемость, мД		38,1
Площадь нефтеносности, тыс. м <sup>2</sup>		131655
Нефтенасыщенность, д.ед.		0,57
Начальное пластовое давление, приведенное к ВНК, МПа		25
Давление насыщения, МПа		7,6
Температура пласта, t		84,3
Тип коллектора		поровый
Коэффициент для перевода 1 т нефти в пластовые условия		1,368

Пористость – 18,1% (Северный блок, уровень ВНК -2336-2338 м, для ВНЗ), 17,6% и 17,5% (Северный блок, уровень ВНК минус 2360 м, для ЧНЗ и ВНЗ соответственно), 18,1% и 18,0% (Северный блок, уровень ВНК минус 2345 м, для ЧНЗ и ВНЗ соответственно), 17,2% (Центральный блок, для ЧНЗ).

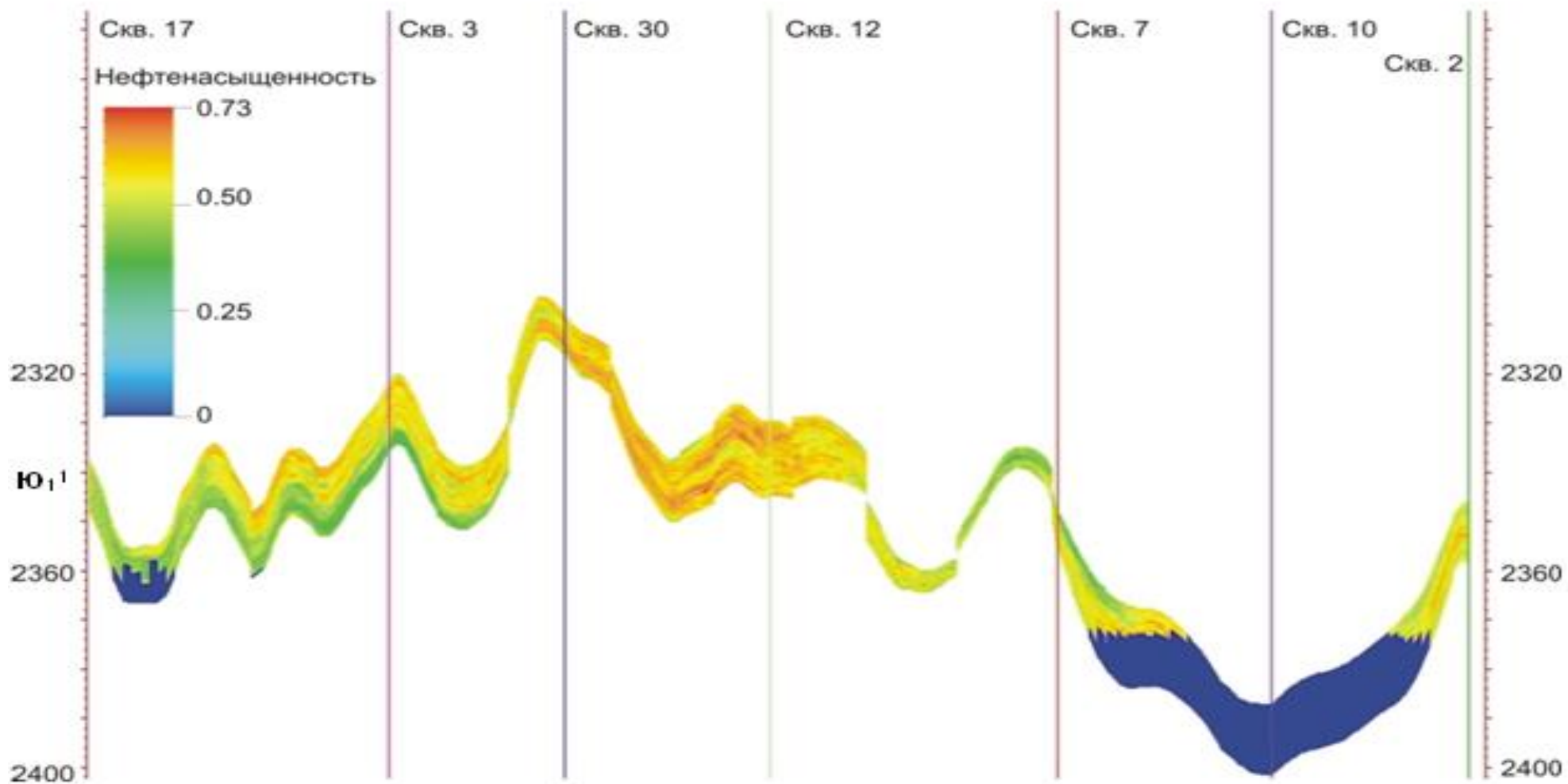


Рисунок 2 – Карта нефтенасыщенности пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> Верх-Тарского месторождения[1]

Нефтенасыщенность – 60,3% (Северный блок, уровень ВНК минус 2336- 2338 м, для ВНЗ), 64,0% и 59,9% (Северный блок, уровень ВНК минус 2360 м, для ЧНЗ и ВНЗ соответственно), 61,5% и 60,1% (Северный блок, уровень ВНК минус 2345 м, для ЧНЗ и ВНЗ соответственно), 59,9% (Центральный блок, для ЧНЗ).

### **1.3 Характеристика пластовых флюидов**

До 2001 г анализы пластовой нефти по пласту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> были проведены по 17 поверхностным пробам, отобраным из 10 скважин (скв. № 1, 2, 3, 7, 9, 11, 12, 15, 16, 111), а также по 26 глубинным пробам, отобраным из шести скважин. Анализы проводились в лаборатории нефти и газа Комплексной тематической экспедиции НТГУ, Центральной лаборатории «Главтюменьгеологии», лаборатории пластовых жидкостей ДЗАО «НижневартовскНИПИнефть» и лаборатории Сибирской опытно-методической геофизической экспедиции по исследованию скважин в период 1971-2000 гг[1].

В период 2005-2008 гг выполнены анализы характеристик пластовой нефти по 22 глубинным пробам (скв. № 30, 113, 148, 199, 180, 302, 350, 360, 379, 389) и трём поверхностным (скв. № 302, 350, 379).

По результатам исследований (до 2001 г) поверхностных проб нефть пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> является легкой (плотность <0,850 г/см<sup>3</sup>), маловязкой, характеризуется малым содержанием серы - 0,30%, парафинов – 1,81%. Хлористые соли и сероводород отсутствуют. Нефть является малосмолистой (смола силикагелевых 4,7%, асфальтенов 0,078%). В фракционном составе бензиновых фракций (до 200 °С) – 48,1 об.%, керосиновых (от 200 до 300 °С) – 20 об.%. Остаток и потери составляют 29,4 %, температура начала кипения +(61-78) °С.

Определенная методом ступенчатой сепарации и скорректированная к незатронутым разработкой пластовым условиям плотность разгазированной



нефти составляет  $0,812 \text{ г/см}^3$ . Давление насыщения нефти пласта Ю<sub>1</sub> Верх-Тарского месторождения равно 7,6 МПа. Коэффициент объемной упругости колеблется в пределах  $(8,7-15,8) \times 10^{-4} \text{ 1/МПа}$ , составляя в среднем  $12,74 \times 10^{-4} \text{ 1/МПа}$ . Газосодержание нефти пласта Ю<sub>1</sub> Верх-Тарского месторождения равно  $116 \text{ м}^3/\text{т}$ . Пересчетный коэффициент принят равным 0,731.

По результатам исследований 2005-2008 гг поверхностных проб нефть пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> является легкой (плотность  $<0,800 \text{ г/см}^3$ ), маловязкой –  $2 \text{ мм}^2/\text{с}$ , характеризуется малым содержанием серы - 0,2%, парафинов – 1,9%. Хлористые соли и сероводород отсутствуют. Нефть является малосмолистой (смола силикагелевых 3,3 %, асфальтенов 0,07-0,12%). В фракционном составе бензиновых фракций (до 200 °С) – 48 об.%, керосиновых (до 300 °С) – 22 об.%. Остаток и потери составляют 30 %, температура начала кипения +(29-33) °С.

Давление насыщения нефти пласта Ю<sub>1</sub> Верх-Тарского месторождения равно 7,6 МПа. Коэффициент объемной упругости колеблется в пределах  $(18,2-19,3) \times 10^{-4} \text{ 1/МПа}$ , составляя в среднем  $18,7 \times 10^{-4} \text{ 1/МПа}$ . Газосодержание нефти пласта Ю<sub>1</sub> Верх-Тарского месторождения равно  $(95-105) \text{ м}^3/\text{т}$ [1].

Результаты определения характеристик нефти для сравнительного анализа приведены в таблице 2, характеристика пластовой воды - в таблице 3

Таблица 2 – Свойства пластовой нефти пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

Наименование параметра	Числовые значения	
	диапазон изменений	принятые значения
1	2	3
Пластовое давление, МПа	23,1-23,9	25
Пластовая температура, °С	80	80
Давление насыщения, МПа	2,1-18,6	7,6
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	31,0-50,0	116
Газовый фактор при дифференцированном разгазировании в рабочих условиях, м <sup>3</sup> /т	-	-
Плотность в условиях пласта, кг/м <sup>3</sup>	663-746	703
Вязкость в условиях пласта, МПа·с	0,26-0,78	0,48
Коэффициент объёмной упругости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	8,7-15,8	12,74
Плотность нефтяного газа, кг/м <sup>3</sup> при 20°С:		

- при однократном (стандартном) разгазировании	1,268-1,691	-
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	1,136-1,317	1,218
Плотность дегазированной нефти, кг/м <sup>3</sup> , при 20°C:		
- при однократном (стандартном) разгазировании	0,792-0,823	-
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	0,794-0,8	0,797

Таблица 3 – Характеристика пластовой воды

Параметр		Значение
Вязкость, мПа·с		0,37
Плотность, кг/м <sup>3</sup>		1,02
Минерализация, г/л		30,82
Объемный коэффициент		1,028
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т		2,32
Содержание анионов	Cl	18 249
	SO <sub>4</sub>	1,45
	HCO <sub>3</sub>	994,3
Содержание катионов	Na+K	10 272,0
	Ca	1 327,8
	Mg	210,6

## 2 Анализ разработки Верх-Тарского месторождения

Анализ выполнения проектных решений, начиная с 2008 года, будет проведен на уточненные показатели последнего проектного документа, т.е. Авторского надзора [2].

Фактически по пласту ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> Верх-Тарского месторождения пробурено 172 скважины, в т.ч. 106 добывающих, 59 нагнетательных и 7 водозаборных.

С 2007 года реализация проектной системы разработки начата на северном участке залежи. В настоящее время можно выделить лишь несколько сформированных элементов системы, в виду того, что часть нагнетательных скважин находится в отработке на нефть.

### 2.1 Характеристика текущего состояния разработки месторождения

Динамика показателей разработки по месторождению приведена на рисунке 3.

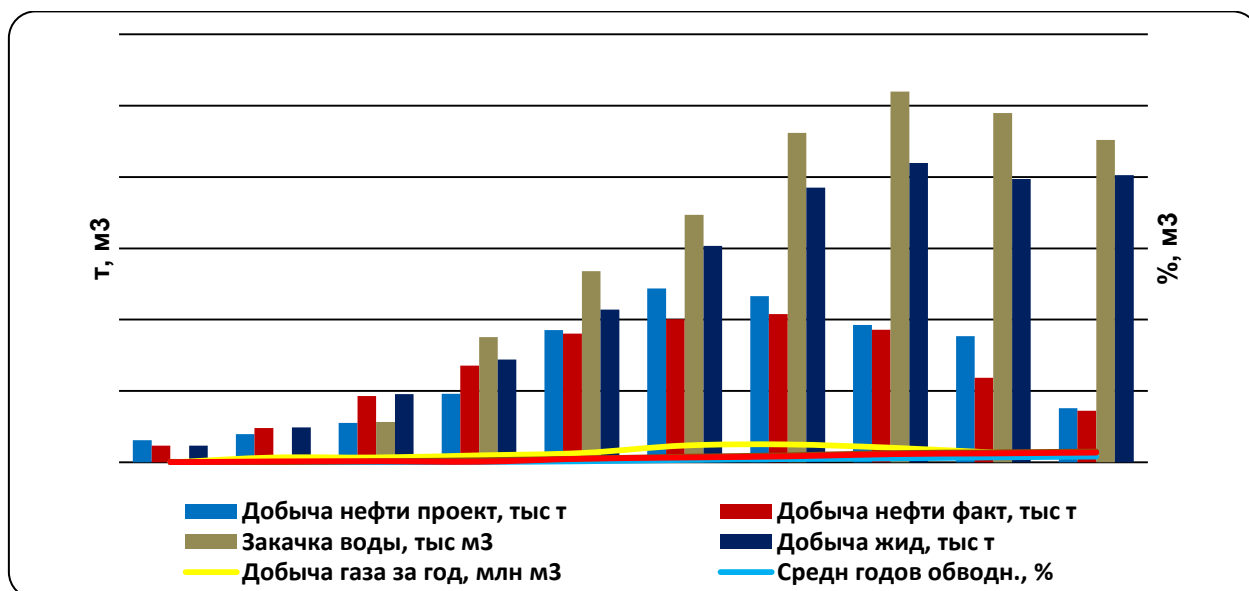


Рисунок 3 – Динамика показателей разработки (проект – факт)

Сравнение проектных и фактических показателей разработки Верх-Тарского месторождения приведены в таблице 4

Таблица 4 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки

Показатели	Годы									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Добыча нефти проект, тыс т	313,0	397,2	553,8	963,4	1853,0	2437,0	2330,6	1927,7	1768,1	759,3
Добыча нефти факт тыс т	235,0	481,6	928,1	1354,4	1804,5	2004,5	2077,4	1860,8	1185,3	723,2
Добыча жид., тыс т	235,9	490,3	955,4	1441,0	2141,1	3033,2	3851,2	4197,4	3969,7	4023,5
Добыча газа за год, млн м <sup>3</sup>	0,0	68,2	68,9	98,6	131,4	236,5	251,3	206,3	139,0	87,1
Закачка воды, тыс м <sup>3</sup>	0,0	28,4	567,2	1757,5	2681,5	3470,0	4616,4	5194,3	4896,6	4520,9
Средн годов обводн., %	0,3	1,8	2,9	6,0	15,7	33,9	46,1	55,7	70,1	82,0
Текущи КИН					0,046	0,060	0,080	0,090	0,085	0,078
Нак добыча жидкости, т	418 388,1	908 713,1	1 864 169,7	3 305 190,0	5 446 327,0	8 479 559,0	12 330 733,0	16 528 173,0	20 497 868,0	24 521 402,0
Фонд эксп скважин проект	8	4	17	30	53	80	99	130	141	152
Фонд эксп скважин факт	1	14	15	9	51	68	84	115	126	137
Фонд нагн. скважин проект	-	6	2	0	31	47	70	85	91	97
Фонд нагн. скважин факт	-	2	1	2	30	41	58	-	-	-

### **3 Сбор попутного нефтяного газа на Верх - Тарском нефтяном месторождении**

Специфика добычи попутного нефтяного газа состоит в том, что он является побочным продуктом нефтедобычи[3].

Сбор попутного нефтяного газа на Верх-тарском нефтяном месторождении осуществляется как на центральном пункте сбора и подготовки нефти (ЦПС), так и на участке с установкой подготовки сеноманской воды (УПСВ) где также осуществляется подготовка нефти.

#### **3.1 Сбор газа на УПСВ**

Нефтяной газ после нефтяных сепараторов поступает в газовый сепаратор (ГС) для доочистки от капельной жидкости. Газ после газосепаратора поступает на узел учета и распределения, расположенный на открытой площадке. Основная часть газа направляется в газопровод на площадку ЦПС для выработки электроэнергии на ГПЭС [3].

Часть газа используется в качестве топливного для дежурных горелок факелов, продувочного газа в факельные коллекторы. Избыток газа запорно-регулирующим затвором сбрасывается в факельный коллектор высокого давления. Производится замер и регистрация сжигаемого газа с выводом показаний в операторную. Окончательное разгазирование нефти для подачи в резервуар осуществляется в концевом сепараторе КС. Давление в аппарате поддерживается минимально достаточным для транспортирования выделившегося газа на факел низкого давления, но не более 0,004 МПа (избыточное), здесь также производится замер и регистрация сжигаемого газа.

От УПСВ до ЦПС проходит газопровод протяженностью 12070 м и диаметром 426 мм предназначенный для транспортировки подготовленного попутного нефтяного газа от дожимной насосной станции (ДНС) с УПСВ Верх-Тарского месторождения до существующего газопровода ЦПС – ГПЭС.

На газопроводе предусмотрена установка:

- узла запуска средств очистки и диагностики (СОД) в начале трассы;
- узла приема СОД в конце трассы;
- узла сбора конденсата.

Давление в газопроводе определено, исходя из обеспечения конечного давления  $4,0 \text{ кгс/см}^2$  на регуляторе давления, установленном на узле сбора конденсата и ограничения давления в начале трассы – не более  $5 \text{ кгс/см}^2$ . Максимальная производительность газопровода –  $438356 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

Для предотвращения образования гидратов в трубопровод подачи газа на ЦПС осуществляется дозирование метанола с помощью блочной установки дозирования. Требуемый расход метанола рассчитан с помощью моделирующей программы PRO-II. Гидратообразование начинается при давлении  $5,0 \text{ кгс/см}^2$ , температуре  $2 \text{ }^\circ\text{C}$ . Необходимый расход метанола для его предупреждения составляет  $Q=4 \text{ кг/ч}$  ( $\sim 5 \text{ л/ч}$ ). Система сбора газа на УПСВ представлена на рисунке 4 [3].

### **3.2 Сбор газа на ЦПС 1-я ступень**

На ЦПС ВТНМ газ поступает из двух источников: со скважинной продукцией с кустовых площадок и по газопроводу с УПСВ [3].

Газ, отделившийся из скважинной продукции в УПОГ-1 (УПОГ-2), и далее в трехфазном сепараторе НГСВ-2/1 (НГСВ-2/2), поступает в газовый сепаратор ГС-5 (схема сбора попутного нефтяного газа 1-ой ступени сепарации ЦПС представлена на рисунке 5).

По газопроводу УПСВ-ЦПС газ поступает в УПОГ-2 (УПОГ-1), далее в НГСВ 2/2 (НГСВ 2/1), где происходит дополнительная сепарация попутного нефтяного газа поступившего с УПСВ. Затем газ также поступает в ГС-5.

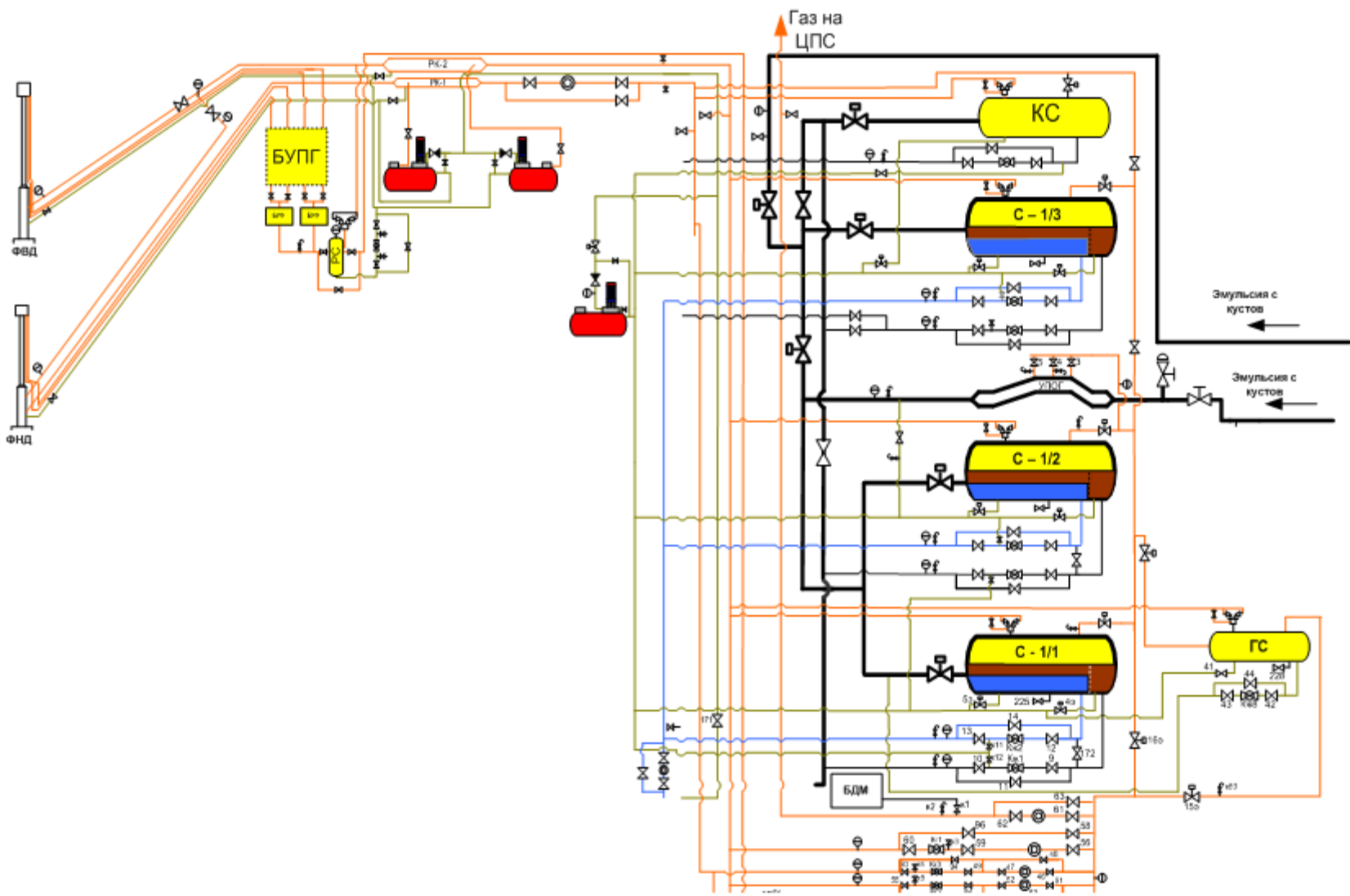


Рисунок 4 – Система сбора газа на УПСВ

В случае необходимости есть возможность подавать попутный нефтяной газ из трубопровода УПСВ-ЦПС непосредственно в вертикальный газосепаратор ГС-5.

Вертикальный газосепаратор ГС-5 предназначен для сепарации общего потока попутного нефтяного газа на ЦПС. Давление в сепараторе поддерживается  $2,4 \text{ кгс/см}^2$  ( $2,4 \cdot 10^5 \text{ Па}$ ) и контролируется автоматически путем изменения степени открытия поворотного затвора.

Из ГС-5 осуществляется подача топливного газа на печи нагрева ПТБ-5-40Э и энергокомплекс. Излишние остатки сжигаются на факеле высокого давления. Учет газа производится тремя оперативными узлами учета газа (ОУУГ): ОУУГ ГПЭС, ОУУГ ПТБ и ОУУГ ФВД.

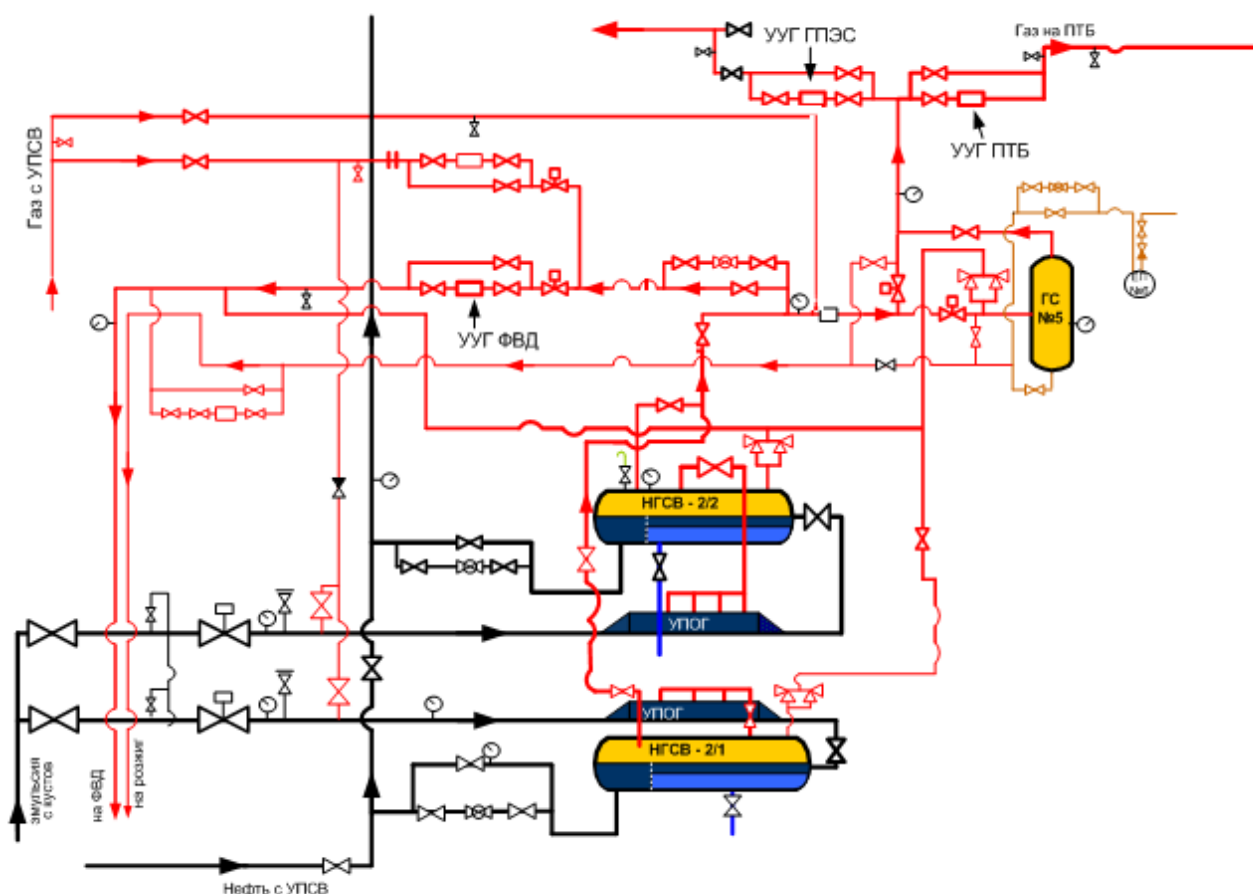


Рисунок 5 – Схема сбора попутного нефтяного газа 1-ой степени сепарации ЦПС



### 3.3 Предлагаемая система сбор газа на ЦПС (2-я ступень)

Оставшийся газ после первой ступени сепарации отделяется в концевой сепарационной установке второй ступени и поступает в газосепараторы для доочистки от капельной жидкости, а затем на сборный коллектор, для подачи на прием ГТУ.

После внедрения второй ступени сепарации получим (положительный фактор). Предлагаемая схема сбора газа на ЦПС (2-я ступень) представлена на рисунке 6.

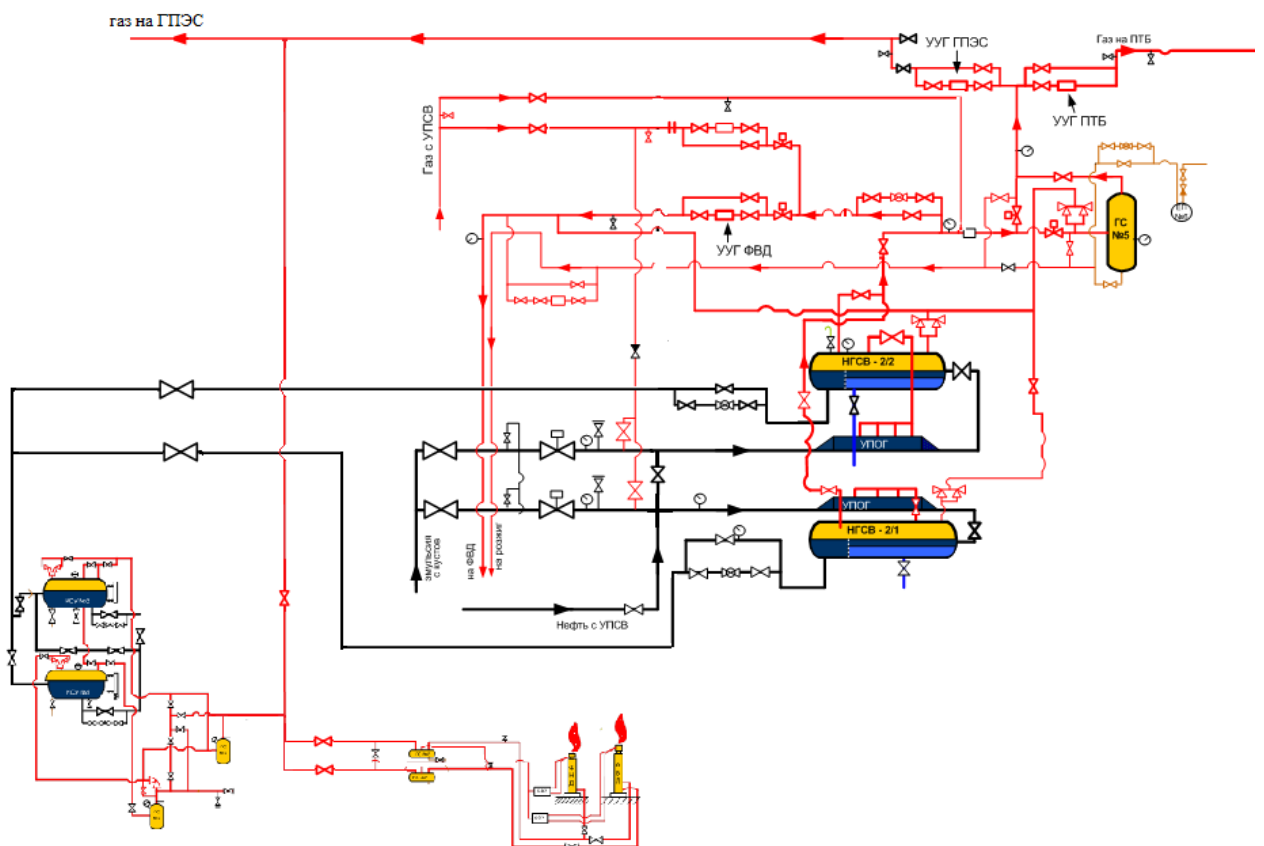


Рисунок 6 – Предлагаемая схема сбора газа на ЦПС 2-я ступень

## 4 Расчет процесса сепарации

### 4.1 Расчет первой ступени сепарации

Нефтегазовые сепараторы, предназначенные для разделения продукции на газовую и жидкую составляющие, являются наиболее важным звеном технологии подготовки нефти. От эффективности их работы зависит эффективность и рациональность работы всей установки.

Для оценки эффективности работы сепараторов необходимо произвести расчет первой и второй ступени сепарации для следующих условий:

Мощность установки по сырой нефти 3500 м<sup>2</sup>/сут.;

Обводненность сырой нефти 70 % масс.;

Содержание воды в товарной нефти 0,1 % масс. (I группа);

Химический состав нефти приведен в таблице 5;

Газовый фактор Г - 71 м<sup>3</sup>/т.

Таблица 5 – Химический состав нефти

Компонент	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	i- C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	н- C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	i- C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	н- C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	Остаток	Итого
% мол.	0,70	0,35	5,41	10,2	16,42	10,8	10,0	4,4	3,81	37,81	100,00

Материальный баланс первой ступени сепарации.

Технологией подготовки нефти предусмотрено, что термодинамические параметры работы рассматриваемого блока соответствует абсолютному давлению и температуре, равных соответственно: P = 0,6 МПа; t = 20 °С. [2,3,4,5]

Методика расчета [6]

Расчеты разгазирования нефти в сепараторах при небольших давлениях

(0,4-0,9 МПа) с достаточной для практических целей точностью можно производить по закону Рауля-Дальтона.

Расчеты разгазирования нефти в сепараторах при небольших давлениях

(0,4 - 0,9 МПа) с достаточной для практических целей точностью можно производить по закону Рауля-Дальтона:

$$y_i' = K_i x_i', \quad (4.1)$$

где  $y_i'$  - мольная доля  $i$ -го компонента в образовавшейся газовой фазе, находящейся в равновесии с жидким остатком.;

$x_i'$  - мольная доля этого же компонента в жидком остатке;

$K_i$  - константа фазового равновесия  $i$ -го компонента при условиях сепарации (в рассматриваемом случае при давлении  $P = 0,6$  МПа и температуре  $t = 20$  °С).

Для определения покомпонентного состава образовавшейся газовой (паровой) фазы используется уравнение:

$$y_i' = \frac{z_i' K_i}{1 + (K_i - 1)N'}, \quad (4.2)$$

где  $z_i'$  - мольная доля  $i$ -го компонента в исходной эмульсии;

$N'$  - мольная доля отгона.

Поскольку  $\sum_{i=1}^n y_i' = 1$ , то, получим:

$$\sum_{i=1}^n \frac{z_i' K_i}{1 + (K_i - 1)N'} = 1 \quad (4.3)$$

Уравнение (4.3) используется для определения методом последовательного приближения мольной доли отгона  $N'$ , при заданных составе исходной смеси  $z_i'$ , давлении и температуре сепарации.

Содержание углеводородов в нефтяной эмульсии и константы фазового равновесия ( $K_i$ ) с учетом условий сепарации приведены в таблице 6

Таблица 6 – Исходные данные для расчета

Компонент смеси	Мольная доля компонента в нефти ( $z_i'$ )	Молекулярная масса компонента ( $M_i$ ), кг/кмоль	$K_i$
CO <sub>2</sub>	0,70	44	35,4
N <sub>2</sub>	0,35	28	87,7
CH <sub>4</sub>	5,41	16	38,8
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	10,2	30	6,2
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	16,42	44	1,39
изо-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	10,8	58	0,66
н-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	10	58	0,47
изо-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	4,4	72	0,13
н-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	3,81	72	0,09
C <sub>6</sub> H <sub>14+</sub>	37,81	86	0,027
$\Sigma$	$\Sigma z_i' = 100$	-	-

Составляем уравнения мольных концентраций для каждого компонента в газовой фазе в расчете на 100 молей нефти, используя формулу (4.2)

$$y_1' = \frac{0,7 \cdot 35,4}{100 + (35,4 - 1) \cdot 18,75} = 0,033$$

$$y_2' = \frac{0,35 \cdot 87,7}{100 + (87,7 - 1) \cdot 18,75} = 0,0178$$

$$y_3' = \frac{5,41 \cdot 38,8}{100 + (38,8 - 1) \cdot 18,75} = 0,264$$

$$y_4' = \frac{10,2 \cdot 6,2}{100 + (6,2 - 1) \cdot 18,75} = 0,32$$

$$y_5' = \frac{16,42 \cdot 1,39}{100 + (1,39 - 1) \cdot 18,75} = 0,213$$

$$y_6' = \frac{10,8 \cdot 0,66}{100 + (0,66 - 1) \cdot 18,75} = 0,076$$

$$y_7' = \frac{10 \cdot 0,47}{100 + (0,47 - 1) \cdot 18,75} = 0,052$$

$$y_8' = \frac{4,4 \cdot 0,13}{100 + (0,13 - 1) \cdot 18,75} = 0,0068$$

$$y_9' = \frac{3,81 \cdot 0,09}{100 + (0,09 - 1) \cdot 18,75} = 0,0041$$

$$y'_{10} = \frac{37,81 \cdot 0,027}{100 + (0,027 - 1) \cdot 18,75} = 0,0125$$

Путём подбора определим такую величину  $N'$ , при которой выполнится условие:

$$\sum_{i=1}^n y'_i = 1 \quad (4.4)$$

Подбор величины  $N'$  приводится в таблице 7.

Таблица 7 – Определение мольной доли отгона  $N$

Компонент смеси	$N' = 18,55$	$N' = 18,75$	$N' = 19$
CO <sub>2</sub>	0,0336	0,0333	0,0329
Азот N <sub>2</sub>	0,018	0,0178	0,0176
Метан CH <sub>4</sub>	0,2668	0,2643	0,2613
Этан C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,3219	0,3202	0,3181
Пропан C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,2128	0,2127	0,2125
Изобутан изо-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,0761	0,0761	0,0762
Н-бутан н-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,0521	0,0522	0,0523
Изопентан изо-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,0068	0,0068	0,0069
Н-пентан н-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,0041	0,0041	0,0041
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> +	0,0125	0,0125	0,0125
$\Sigma Y_i$	1,005	1,000	0,994

Расчеты показали, что из 100 молей сырой нефти в процессе сепарации выделяется 18,75 молей газа.

Составим мольный баланс сепарации в молях на 100 молей сырой нефти. Расчёт приведён в таблице 8.

Таблица 8 – Мольный баланс процесса сепарации первой ступени

Компонент смеси	Молярный состав сырой нефти ( $z'_i$ ), %	Газ из сепаратора		Нефть из сепаратора моли ( $z'_i \cdot N'_{0i}$ )	Молярный состав нефти из блока сепараторов $x'_i = (z'_i \cdot N'_{0i}) / 100$ , % $\Sigma(z'_i \cdot N'_{0i})$
		Молярная концентрация ( $y'_i$ )	Моли $N'_{0i} = N'_{0i} \cdot y'_i$		
CO <sub>2</sub>	0,7	0,0333	0,624	0,076	0,094
N <sub>2</sub>	0,35	0,0178	0,334	0,016	0,0203
CH <sub>4</sub>	5,51	0,2643	4,956	0,554	0,6813

C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	10,2	0,3202	6,004	4,196	5,1646
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	16,42	0,2127	3,988	12,432	15,301
изо-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	10,8	0,0761	1,428	9,372	11,536
н-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	10	0,5522	0,978	9,022	11,104
изо-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	4,4	0,0068	0,128	4,272	5,2577
н-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	3,81	0,0041	0,078	3,732	4,5939
C <sub>6</sub> H <sub>14+</sub>	37,81	0,0125	0,234	37,576	46,248
Итого	100,000	1,000	18,75	81,249	100,0

Баланс по массе, в расчете на 100 молей сырой нефти приведён в таблице 9

$R_{см}^Г = 0,069$  – массовая доля отгона.

Таким образом, массовая доля отгона составила:  $R_{смГ}=0,069$

Среднюю молекулярную массу газа,  $M_{ср}^Г$ , кг/моль, определяют по формуле

$$M_{ср}^Г = \frac{N_o^Г \cdot M_i}{N^Г \cdot y_i} = \frac{646,153}{18,75} = 34,46 \text{ кг/моль} \quad (4.5)$$

Таблица 9 – Массовый баланс процесса сепарации первой ступени

Компонент смеси	Молярный состав сырой нефти ( $z_i$ ), %	Массовый состав сырой нефти $M_i^с = z_i \cdot M_i$	Массовый состав газа из сепаратора $M_i^Г = N_o^Г \cdot M_i$	Массовый состав нефти из сепаратора $M_i^н = M_i^с - M_i^Г$	Масса выделившегося газа, относительно сырой нефти $R_i^Г = 100 M_i^Г / M_i^с$ , %
CO <sub>2</sub>	0,7	30,8	27,44	3,35	89,094
N <sub>2</sub>	0,35	9,8	9,338	0,461	95,292
CH <sub>4</sub>	5,51	88,16	79,303	8,856	89,954
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	10,2	306	180,114	125,89	58,861
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	16,42	722,48	175,465	547,01	24,287
изо-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	10,8	626,4	82,795	543,6	13,218
н-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	10	580	56,752	523,25	9,7849
изо-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	4,4	316,8	9,227	307,57	2,912
н-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	3,81	274,32	5,581	268,74	2,034
C <sub>6</sub> H <sub>14+</sub>	37,81	3251,66	20,134	3231,5	0,619
Итого	100,000	6206,42	646,153	5560,3	R=6,943

Плотность газа,  $\rho_{\text{ср}}$ , кг/м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле

$$\rho_{\text{ср}} = \rho \frac{(P + P_0) \cdot T_0 \cdot Z_0}{P_0 \cdot T \cdot Z} = \frac{34,46 \cdot 273 \cdot 0,6}{22,4 \cdot 293 \cdot 0,1} = 8,6 \text{ кг/м}^3 \quad (4.6)$$

Плотность газа при нормальных условиях,  $\rho_{\text{нУ}}$ , кг/м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле

$$\rho_{\text{нУ}} = \frac{\sum M_i \cdot y_i}{22,4} = \frac{31,24}{22,4} = 1,4 \text{ кг/м}^3 \quad (4.7)$$

Характеристики газа и жидкости на выходе из сепаратора приведены в таблицах 10 и 11

Таблица 10 – Характеристика газа, выделяющегося в сепараторе

Компонент смеси	Молярная концентрация $N_{0i}^r / \sum N_{0i}^r$	Молекулярная масса ( $M_i$ )	Массовый состав $[N_{0i}^r / \sum N_{0i}^r] \cdot M_i \cdot 100$ , % $M_{\text{ср}}^r$	Содержание тяжёлых углеводородов $[N_{0i}^r / \sum N_{0i}^r] \cdot M_i \cdot \rho_{\text{ср}} \cdot 10^3$ , г/м <sup>3</sup> $M_{\text{ср}}^r$
CO <sub>2</sub>	0,0333	44	4,247	-
N <sub>2</sub>	0,0178	28	1,445	-
CH <sub>4</sub>	0,2643	16	12,79	-
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,3202	30	27,87	-
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,2127	44	27,157	417,74
изо-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,0761	58	12,814	197,131
н-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,5522	58	8,783	135,124
изо-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,0068	72	1,428	21,969
н-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,0041	72	0,863	13,289
C <sub>6</sub> H <sub>14+</sub>	0,0125	86	3,116	47,940
Итого	1,001	-	100,00	833,22

Таблица 11 – Характеристика жидкости из сепаратора

Компонент смеси	Молекулярная масса (M <sub>i</sub> )	Число молей Жидкости на моль смеси	Молярный объем жидкости см <sup>3</sup> /моль	Объем жидкости из 1 моля смеси, см <sup>3</sup>	Масса жидкости, Г
CO <sub>2</sub>	44	0,076	47,62	1,287	17,33
N <sub>2</sub>	28	0,016	44,16	0,638	16,54
CH <sub>4</sub>	16	0,554	38,46	8,26	19,58
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30	4,196	54,95	14,3	23,94
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44	12,432	75,21	13	23,74
изо-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58	9,372	99,66	6,165	19,73
н-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58	9,022	96,67	4,099	18,6
изо-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72	4,272	115,2	0,64	16,54
н-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72	3,732	113	0,38	16,38
C <sub>6</sub> H <sub>14+</sub>	86	37,576	129,5	1,314	17,01
Итого	-	81,25	-	50,08	189,4

По полученным данным находим газовый фактор жидкости из сепаратора.

Газовый фактор, Г, м<sup>3</sup>/т, рассчитывают по формуле

$$G_1 = \frac{(1 - n) \cdot 24 \cdot 10^{-3}}{M \cdot 10^{-6}} \quad (4.8)$$

где М – масса жидкости из сепаратора, т;

n – число молей жидкости, моль.

$$G_1 = \frac{(1 - 0,8125) \cdot 24 \cdot 10^{-3}}{189,4 \cdot 10^{-6}} = 23,7 \text{ м}^3/\text{т}$$

Коэффициент полезного действия сепаратора, η, %, найдем по формуле

$$\eta_1 = \left( \frac{G - G_1}{G} \right) \cdot 100\% = \frac{71 - 23,7}{71} \cdot 100 = 67\% \quad (4.9)$$

В блоке сепарации от сырой нефти отделяется только газ.



Исходя из этого, составим материальный баланс блока сепарации с учётом обводненности нефти.

Сырая нефть имеет обводненность 70 % масс.

Производительность общего потока  $Q$  сырого продукта составляет 145,8 т/ч.

Количество безводной нефти в этом потоке составляет 43,74 т/ч.

Газ будет отделяться от нефти с производительностью

$$Q_{\Gamma} = R_{\text{см}}^{\Gamma} \cdot Q_{\text{н}} \quad (4.10)$$

где  $R_{\text{см}}^{\Gamma}$  - массовая доля отгона;

$Q_{\text{н}}$  - количество безводной нефти

$$Q_{\Gamma} = 0,069 \cdot 43,74 = 3,01 \text{ т/ч.}$$

Количество дегазированной нефти в сепараторе определяют по формуле

$$Q_{\text{н}}^{\text{сеп}} = Q_{\text{н}} - Q_{\Gamma} \quad (4.11)$$

$$Q_{\text{н}}^{\text{сеп}} = 43,74 - 3,01 = 40,73 \text{ т/ч}$$

Общее количество жидкости в сепараторе рассчитывают по формуле

$$Q^{\text{сеп}} = Q_{\text{н}}^{\text{сеп}} + Q_{\text{н}2\text{O}} \quad (4.12)$$

$$Q^{\text{сеп}} = 40,73 + 102,06 = 142,79 \text{ т/ч}$$

Правильность расчёта определится выполнением условия

$$\sum Q^{\text{до сеп}} = \sum Q^{\text{после сеп}}; \quad (4.13)$$

$$\sum Q^{\text{до сеп}} = Q = 43,74 \text{ кг/ч;}$$

Количество нефти после сепарации рассчитывается по формуле

$$\sum Q^{\text{после сеп}} = Q^{\text{сеп}} + Q_{\Gamma}; \quad (4.14)$$

$$Q^{\text{сеп}} + Q_{\Gamma} = 142,79 + 3,01 = 145,8 \text{ т/ч.}$$

Условие (4.13) выполняется.

Данные по расчету блока сепарации первой ступени сводим в таблицу

8.

Материальный баланс сепарации первой ступени представлен в таблице 12

Таблица 12 – Материальный баланс сепарации первой ступени. (для подсчета общей суммы единицу измерения газа указываем в т/г)

Приход				Расход			
Эмульсия, в том числе:	% масс	т/ч	т/г	Эмульсия, в том числе:	% масс	т/ч	т/г
нефть	30	43,74	383162	нефть	28,5	40,73	356794
вода	70	102,06	894045	вода	71,5	102,06	894045
				Всего	100	142,79	1250840
Итого	100	145,8	1277207	Газ	2	3,01	26367
				Итого	100,0	145,8	1277207

Таким образом, после расчета 1-ой ступени сепарации мы получили коэффициент полезного действия сепаратора равным 67%. Так как в добываемой жидкости все еще находится попутный газ, мы расчетам 2-ю ступень сепарации и определим его рентабельность, а уже отделившийся газ направляется на вертикальный гравитационный сепаратор с целью подготовки (улавливания капельной жидкости) для использования [5,6,7,8]

#### 4.2 Расчет вертикального гравитационного сепаратора после первой ступени сепарации

Газ после НГС направляется на гравитационный сепаратор с целью улавливания капельной жидкости, газ поступает на вертикальный гравитационный сепаратор. Жидкость, уносимая из сепараторов, за счет гравитационных сил осаждается в нижней части, а газ поступает в верхнюю часть аппарата.

Исходные данные для расчета:

Суточный дебит газа 130000 м<sup>3</sup>/сут.(Сумма объемов газа с сепаратора №1 47208м<sup>3</sup> и объем газа с УПСВ 82792м<sup>3</sup>)

Диаметр сепаратора D=2 м;

Давление P=0,2 МПа;

Плотность частицы  $\rho_{\text{ч}}=842$  кг /м<sup>3</sup>; (частица нефти)

Диаметр частицы  $d_{\text{ч}}=10^{-4}$  м;

Плотность газа  $\rho_{\text{г}}= 1,4$  кг /м<sup>3</sup>;

Температура T=293 К

Вязкость газа  $\mu = 12$  мкПа·с

Методика расчета [5,6,7]

Выпадение капелек и твердых частиц из газа в гравитационном сепараторе происходит в основном по двум причинам: вследствие резкого снижения скорости газового потока и вследствие разности плотностей газовой и жидкой (твердой) фаз.

Для эффективной сепарации необходимо, чтобы расчетная скорость движения газового потока в сепараторе была меньше скорости осаждения жидких и твердых частиц, движущихся под действием силы тяжести во встречном потоке газа, т. е.

$$v_{\text{г}} < u_{\text{ч}}. \quad (4.15)$$

Скорость подъема газа в вертикальном сепараторе  $V_{\text{г}}$  ,м/с, с учетом рабочих условий определяется из выражения

$$v_{\text{г}} = \frac{V_{\text{P}_0}}{86400F_{\text{p}}} \cdot \frac{T}{T_0} = 5,4 \cdot 10^{-3} \frac{V}{D^2} \frac{T}{p} z, \quad (4.16)$$

где V – дебит газа при нормальных условиях; м<sup>3</sup>/сут

F – внутренняя площадь сечения вертикального сепаратора, м<sup>2</sup>;

D – внутренний диаметр сепаратора, м;

$P$  – давление в сепараторе, Па;

$T$  – абсолютная температура в сепараторе, К;

$z$  – коэффициент, учитывающий отклонение реальных газов от идеального при давлении в сепараторе.

Скорость осаждения капельки жидкости (твердой частицы), имеющей форму шара можно определять по формуле Стокса:

$$u_{\text{ч}} = \frac{d^2(\rho_{\text{н}} - \rho_{\text{г}})g}{18\mu_{\text{г}}} = \frac{d^2(\rho_{\text{н}} - \rho_{\text{г}})g}{18\nu_{\text{г}}\rho_{\text{г}}} \quad (4.17)$$

где  $u_{\text{ч}}$  – скорость осаждения частицы, м/с;

$d$  – расчетный диаметр частицы, м;

$\rho_{\text{н}}$  и  $\rho_{\text{г}}$  – соответственно плотность нефти и газа в условиях сепаратора, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$\mu_{\text{г}}$  – динамическая вязкость газа в условиях сепаратора, Па·с (кг/м·с).

Если за положительное направление принимается направление падения частицы в газовом потоке вниз, то она выпадает при скорости

$$v_{\text{в}} = u_{\text{ч}} - v_{\text{г}} > 0. \quad (4.18)$$

Таким образом, для определения эффективности работы вертикального сепаратора сравним скорости подъема газа и скорость осаждения капелек жидкости (твердых частиц).

При расчетах сепараторов на пропускную способность приходится иметь дело с плотностью газа в условиях сепаратора. Для определения плотности необходимо пользоваться формулой:

$$\rho_{\text{г}} = \rho_0 \frac{p}{p_0} \frac{T}{T_0} \frac{1}{z} \quad (4.19)$$

$$\rho_2 = \frac{1,4 \cdot 2 \cdot 273}{1,03 \cdot 293 \cdot 0,9} = 2,81 \quad \text{кг/м}^3$$

Скорость осаждения частицы определим по формуле (4.17)

$$u_q = \frac{(10^{-4})^2 \cdot (842 - 2.81) \cdot 9,81}{18 \cdot 0.012 \cdot 10^{-3}} = 0,38 \text{ м/с}$$

По формуле (4.16) определим скорость подъема газа в сепараторе при данных условиях.

$$V_z = \frac{130000 \cdot 0,9 \cdot 0,103 \cdot 293}{86400 \cdot 0,785 \cdot 4 \cdot 0,2 \cdot 273} = 0,238 \text{ м/с}$$

Тогда по условию (4.18) получим скорость выпадения частиц

$$V_B = 0,38 - 0,238 = 0,142 > 0$$

Таким образом, если за положительное направление принимается направление падения частицы в газовом потоке вниз, то можно сделать вывод, что выпадение частиц в газовом потоке будет обеспечиваться.

### 4.3 Материальный баланс второй ступени сепарации

Термодинамические параметры работы рассматриваемого блока равны:

$$P = 0,15 \text{ МПа}; t = 20 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Содержание углеводородов в нефтяной эмульсии и константы фазового равновесия  $K_i$  с учетом условий сепарации приведены в таблице 13

Таблица 13 – Исходные данные для расчета

Компонент смеси	Мольная доля компонента в нефти ( $z_i'$ )	Молекулярная масса компонента ( $M_i$ ), кг/кмоль	$K_i$
CO <sub>2</sub>	0,4	44	141,7
N <sub>2</sub>	0,2	28	350,7
CH <sub>4</sub>	1,1	16	155,2
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	3,2	30	24,81
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	6,4	44	5,55
изо-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	3,4	58	1,86
н-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	2,5	58	2,63
изо-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1,1	72	0,37
н-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,9	72	0,5
C <sub>6</sub> H <sub>14+</sub>	80,8	86	0,107
	100,00	~	-

Составляем уравнения мольных концентраций для каждого компонента в газовой фазе в расчете на 100 молей нефти по формуле (4.2).

$$y_1' = \frac{0,7 \cdot 141,7}{100 + (141,7 - 1) \cdot 7,17} = 0,005$$

$$y_2' = \frac{0,4 \cdot 350,7}{100 + (350,7 - 1) \cdot 7,17} = 0,02$$

$$y_3' = \frac{1 \cdot 155,2}{100 + (155,2 - 1) \cdot 7,17} = 0,142$$

$$y_4' = \frac{1,1 \cdot 24,81}{100 + (24,81 - 1) \cdot 7,17} = 0,293$$

$$y_5' = \frac{6,04 \cdot 5,55}{100 + (5,55 - 1) \cdot 7,17} = 0,268$$

$$y_6' = \frac{1,24 \cdot 1,86}{100 + (1,86 - 1) \cdot 7,17} = 0,06$$

$$y_7' = \frac{6,82 \cdot 2,63}{100 + (2,63 - 1) \cdot 7,17} = 0,059$$

$$y_8' = \frac{5,03 \cdot 0,37}{100 + (0,37 - 1) \cdot 7,17} = 0,043$$

$$y_9' = \frac{5,06 \cdot 0,5}{100 + (0,5 - 1) \cdot 7,17} = 0,046$$

$$y_{10}' = \frac{72,7 \cdot 0,107}{100 + (0,107 - 1) \cdot 7,17} = 0,092$$

Путём подбора определим такую величину  $N'$ , при которой выполнится условие:

$$\sum_{i=1}^n y_i' = 1$$

Подбор величины  $N'$  приводится в таблице 14

Таблица 14 – Определение мольной доли отгона  $N$

Компонент смеси	$N' = 7,1$	$N' = 7,17$
CO <sub>2</sub>	0,052	0,05
Азот N <sub>2</sub>	0,027	0,02
Метан CH <sub>4</sub>	0,143	0,142
Этан C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,295	0,293

Пропан C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,268	0,268
Изобутан изо-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,06	0,061
Н-бутан н-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,059	0,059
Изопентан изо-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,004	0,0043
Н-пентан н-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,005	0,0046
Гексан и выше C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> +	0,092	0,092
$\Sigma Y_i$	1,004	1,000

Расчеты показали, что из 100 молей сырой нефти в процессе сепарации выделяется 7,17 молей газа. Составим материальный баланс сепарации в молях на 100 молей сырой нефти. Расчёт приведён в таблице 15

Таблица 15 – Мольный баланс процесса сепарации второй ступени

Компонент смеси	Молярный состав сырой нефти ( $z'_i$ ), %	Газ из сепаратора		Нефть из сепаратора моли ( $z'_i \cdot N_{0i}^c$ )	Молярный состав нефти из блока сепараторов $x'_i = \frac{z'_i \cdot N_{0i}^c}{\Sigma(z'_i \cdot N_{0i}^c)}$ , %
		Молярная концентрация ( $y_i$ )	Моли $N_{0i}^c = N' \cdot y_i'$		
CO <sub>2</sub>	0,4	0,05	0,367	0,033	0,0361
N <sub>2</sub>	0,2	0,02	0,193	0,007	0,0077
CH <sub>4</sub>	1,1	0,142	1,015	0,085	0,091
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	3,2	0,293	2,103	1,097	1,182
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	6,4	0,268	1,920	4,480	4,825
изо-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	3,4	0,061	0,427	2,973	3,202
н-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	2,5	0,059	0,422	2,078	2,238
изо-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1,1	0,0043	0,031	1,069	1,152
н-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,9	0,0046	0,033	0,867	0,936
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> +	80,8	0,092	0,662	80,138	86,33
Итого	100,00	1,00	7,173	92,827	100,000

Баланс по массе, в расчете на 100 молей сырой нефти приведён в таблице 16.

Таблица 16 – Массовый баланс процесса сепарации второй ступени

Компонент смеси	Молярный состав сырой нефти ( $Z_i^c$ ), %	Массовый состав сырой нефти $M_i^c = Z_i^c \cdot M_i$	Массовый состав газа из сепаратора $M_i^g = N_{0,i}^g \cdot M_i$	Массовый состав нефти из сепаратора $M_i^h = M_i^c - M_i^g$	Масса выделившегося газа, относительно сырой нефти $R_i^g = 100 \cdot M_i^g / M_i^c$ , %
CO <sub>2</sub>	0,4	17,6	16,13	1,473	91,628
N <sub>2</sub>	0,2	5,6	5,401	0,199	96,44
CH <sub>4</sub>	1,1	17,6	16,24	1,355	92,3
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	3,2	96	63,08	32,91	65,71
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	6,4	281,6	84,49	197,10	30,005
изо-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	3,4	197,2	24,77	172,42	12,562
н-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	2,5	145	24,48	120,518	16,884
изо-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1,1	79,2	2,2	76,999	2,7784
н-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,9	64,8	2,409	62,390	3,7183
C <sub>6</sub> H <sub>14+</sub>	80,8	6948,8	56,96	6891,84	0,8197
Итого	100	7853,4	296,2	7557,23	5,46

$R_{см}^g = 0,055$  – массовая доля отгона.

Физические свойства газа рассчитаны аналогично пункту. Результаты расчетов приведены в таблицах 17, 18, 19.

Таблица 17 – Результаты расчетов плотности газа второй ступени

Вычисляемый параметр	Результат расчета
Средняя молекулярная масса газа, $M_{ср}$ , кг/моль.	41,28
Плотность газа, $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	2,57
Плотность газа при н.у., $\rho_{ну}$ , кг/м <sup>3</sup>	1,84



Таблица 18 – Характеристика газа, выделяющегося в сепараторе

Компонент смеси	Молярная концентрация $N_{0i}^2 / \sum N_{0i}^2$	Молекулярная масса ( $M_i$ )	Массовый состав $[N_{0i}^2 / \sum N_{0i}^2] M_i / M_{cp}^2$ , %	Содержание тяжёлых углеводородов $[N_{0i}^2 / \sum N_{0i}^2] M_i \cdot 10^3 / M_{cp}^2$ , Г/М <sup>3</sup>
CO <sub>2</sub>	0,05	44	5,4475	-
N <sub>2</sub>	0,02	28	1,8243	-
CH <sub>4</sub>	0,142	16	5,4875	-
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,293	30	21,309	-
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,268	44	28,542	526,0865
изо-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,061	58	8,3678	154,2359
н-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,059	58	8,2699	152,4308
изо-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,0043	72	0,7433	13,70103
н-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,0046	72	0,8139	15,00211
C <sub>6</sub> H <sub>14+</sub>	0,092	86	19,24	354,636
Итого	1		100	1216,092

Таблица 19 – Характеристика жидкости из сепаратора второй ступени

Компонент смеси	Молекулярная масса ( $M_i$ )	Число молей Жидкости на моль смеси	Молярный объем жидкости см <sup>3</sup> /моль	Объем жидкости из 1 моля смеси, см <sup>3</sup>	Масса жидкости, Г
CO <sub>2</sub>	44	0,0475	47,62	2,2597	23,268
N <sub>2</sub>	28	0,025	44,16	1,1028	21,879
CH <sub>4</sub>	16	0,1315	38,46	5,0556	23,283
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30	0,2722	54,95	14,959	29,347
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44	0,2486	75,21	18,699	32,119
изо-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58	0,0553	99,66	5,5108	24,387
н-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58	0,0546	96,67	5,2829	24,35
изо-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72	0,004	115,2	0,4558	21,465
н-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72	0,0043	113	0,4896	21,492
C <sub>6</sub> H <sub>14+</sub>	86	0,0857	129,5	11,104	28,554
Итого	-	1,00	-	64,92	250,14

Газовый фактор, Г<sub>2</sub>, м<sup>3</sup>/т, рассчитывают по формуле (4.8)

$$\Gamma_2 = \frac{(1 - 0,9283) \cdot 24 \cdot 10^{-3}}{250,1 \cdot 10^{-6}} = 6,8 \text{ м}^3/\text{т}$$

Коэффициент полезного действия сепаратора,  $\eta$ , %, найдем по формуле (4.9)

$$\eta_2 = \frac{23,7 - 6,8}{23,7} \cdot 100\% = 71,3\%$$

Таким образом, коэффициент полезного действия сепаратора второй ступени составил 71,3%.

Определим общий коэффициент полезного действия для сепараторов первой и второй ступеней сепарации по формуле:

$$\eta_{\text{общ}} = \left( \frac{\Gamma - \Gamma_2}{\Gamma} \right) \cdot 100\% = \frac{71 - 6,8}{71} \cdot 100\% = 90,4\% \quad (4.20)$$

В блоке второй ступени сепарации от обезвоженной нефти отделяется остаточный газ низкого давления.

Газ будет отделяться от нефти с производительностью по формуле (4.12)

$$Q_{\Gamma} = 0,054 \cdot 40,73 = 2,19 \text{ т/ч.}$$

Количество дегазированной нефти в сепараторе,  $Q_{\text{н}}^{\text{сеп}}$ , определяют по формуле (4.13)

$$Q_{\text{н}}^{\text{сеп}} = 40,73 - 2,19 = 38,54 \text{ т/ч}$$

Общее количество жидкости в сепараторе,  $Q^{\text{сеп}}$ , рассчитывают по формуле (4.14)

$$Q^{\text{сеп}} = 20,74 + 0,043 = 40,77 \text{ т/ч.}$$

Данные по расчету блока сепарации первой ступени сводим в таблицу 20

Таблица 20 – Материальный баланс сепарации второй ступени

	Приход			Расход		
	%масс	т/ч	т/Г	%масс	т/ч	т/Г

Эмульсия				Эмульсия			
в том числе:				в том числе:			
нефть	99,8	40,73	356794	нефть	94,8	38,54	337610,4
вода	0,2	0,04	350,4	вода	0,2	0,04	350,4
				Всего	100,00	38,58	337960
				Газ	5	2,19	19184
Итого	100	40,77	357144	Итого	100	40,77	357144

Таким образом после второй ступени сепарации мы получим общий коэффициент полезного действия сепараторов равный 90,4% и получим дополнительный газ в  $V=28000 \text{ м}^3/\text{сут.}$  который направляется на второй вертикальный гравитационный сепаратор с целью его подготовки для использования (улавливания капельной жидкости) [5,6,7,8,9].

#### **4.4 Расчет вертикального гравитационного сепаратора после второй ступени сепарации**

Газ после второй ступени НГС направляется на гравитационный сепаратор с целью улавливания капельной жидкости, газ поступает на вертикальный гравитационный сепаратор. Жидкость, уносимая из сепараторов, за счет гравитационных сил осаждается в нижней части, а газ поступает в верхнюю часть аппарата.

Исходные данные для расчета:

Суточный дебит газа  $28000 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Диаметр сепаратора  $D=1,2 \text{ м};$

Давление  $P=0,1 \text{ МПа};$

Плотность частицы  $\rho_{\text{ч}}=842 \text{ кг /м}^3;$

Диаметр частицы  $d_{\text{ч}}=10^{-4} \text{ м};$

Плотность газа  $\rho_g = 1,84 \text{ кг /м}^3$ ;

Температура  $T = 293 \text{ К}$

Вязкость газа  $\mu = 12 \text{ мкПа} \cdot \text{с}$

Методика расчета [4,5,6,8]

Выпадение капелек и твердых частиц из газа в гравитационном сепараторе происходит в основном по двум причинам: вследствие резкого снижения скорости газового потока и вследствие разности плотностей газовой и жидкой (твердой) фаз.

Для эффективной сепарации необходимо, чтобы расчетная скорость движения газового потока в сепараторе была меньше скорости осаждения жидких и твердых частиц, движущихся под действием силы тяжести во встречном потоке газа, т. е. выполняется условие (4.15)

Скорость подъема газа в вертикальном сепараторе  $V_g$ , м/с, с учетом рабочих условий определяется из выражения (4.16)

Скорость осаждения капельки жидкости (твердой частицы), имеющей форму шара можно определять по формуле Стокса (4.17)

Если за положительное направление принимается направление падения частицы в газовом потоке вниз, то она выпадает при скорости, расчет которой производится по формуле (4.18)

Таким образом, для определения эффективности работы вертикального сепаратора сравним скорости подъема газа и скорость осаждения капелек жидкости (твердых частиц).

При расчетах сепараторов на пропускную способность приходится иметь дело с плотностью газа в условиях сепаратора. Для определения плотности необходимо пользоваться формулой (4.19)

$$\rho_2 = \frac{1,84 \cdot 1,05 \cdot 273}{1,03 \cdot 293 \cdot 0,9} = 1,94 \text{ кг/м}^3$$

Скорость осаждения частицы определим по формуле (4.17)

$$u_{\text{ч}} = \frac{(10^{-4})^2 \cdot (842 - 1,94) \cdot 9,81}{18 \cdot 0,012 \cdot 10^{-3}} = 0,39 \text{ м/с}$$

По формуле (4.16) определим скорость подъема газа в сепараторе при данных условиях.

$$V_z = \frac{28000 \cdot 0,9 \cdot 0,103 \cdot 293}{86400 \cdot 0,785 \cdot 1,44 \cdot 0,105 \cdot 273} = 0,271 \text{ м/с}$$

Тогда по условию (4.18), получим скорость выпадения частиц

$$V_B = 0,39 - 0,271 = 0,119 > 0$$

Таким образом если за положительное направление принимается направление падения частицы в газовом потоке вниз, то можно сделать вывод, что выпадение частиц в газовом потоке будет обеспечиваться.

По результатам расчета суммарный объем потребления газа установками ГТУ и ГПУ составляет 144816 м<sup>3</sup>/сут.

$$V_{\text{общ.газа}} = V_{\text{газа гту}} \text{ м}^3/\text{сут} \cdot 2 + V_{\text{газа гпу}} \text{ м}^3/\text{сут} \cdot 14$$

$$V_{\text{общ.газа}} = 33600 \cdot 2 + 5544 \cdot 14 = 144816 \text{ м}^3/\text{сут}$$

В результате внедрения второй ступени сепарации мы получим дополнительный объем газа  $V = 28000 \text{ м}^3/\text{сут}$  ( $\Sigma_{\text{общ}} = 158000 \text{ м}^3/\text{сут}$ ), что теоретически позволит обеспечить работоспособность данных установок в полном объеме.

$$V_{\text{общ.газа}} = V_{\text{газа с нгс № 1}} + V_{\text{газа с упсв}} + V_{\text{газа с нгс № 2}}$$

$$V_{\text{общ.газа}} = 47208 + 83771 + 28000 = 158000 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Подсчет остаточного газа

$$V_{\text{остаточного газа}} = V_{\text{общ.газа}} - V_{\text{общ.газа для установок}}$$

$$V_{\text{остаточного газа}} = 158000 - 144816 = 13184 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$13184 \cdot 100 / 158000 = 8,3\% \text{ (от общего объема)}$$

Остаточный газ составляет  $V = 13184 \text{ м}^3/\text{сут}$  (8,3% от общего объема).

## **5 Использование нефтяного газа на Верх-Тарском нефтяном месторождении**

### **5.1 Общая схема потребления топливного газа**

В зависимости от схемы работы ГС – 3 и ГС-4 (параллельное или последовательное) распределение потребления топливного газа может осуществляться на разное количество установок (рисунок 6)[3,10,11,12,13,14,15,16].

При параллельной работе газ поступает в ГС-3 и в ГС-4. Из ГС-3 газ с давлением 3,5-5,0 кг/см<sup>2</sup> поступает в УПТГ, УОНГ, ГПЭС №4, УПТГ газопоршневых электростанций (УПТГ ГПЭС № 13, 14, 15.), и в УПТГ газотурбинных установок (УПТГ ГТУ № 1, 2), а из ГС-4 газ с давлением 3,5-5,0 кгс/см<sup>2</sup> поступает в ГРПШ УПТГ, УОНГ, ГПЭС №4, УПТГ газопоршневых электростанций (УПТГ ГПЭС № 13, 14, 15), и в УПТГ газотурбинных установок (УПТГ ГТУ № 1, 2).

При последовательной работе газ поступает в ГС-3 затем в ГС-4 и с давлением 3,5-5,0 кгс/см<sup>2</sup> поступает в ГРПШ УПТГ, УОНГ, ГПЭС №4, УПТГ газопоршневых электростанций (УПТГ ГПЭС № 13, 14, 15), и в УПТГ газотурбинных установок (УПТГ ГТУ №1, 2). Из ГРПШ и УОНГ, с давлением 0,3-0,45 кгс/см<sup>2</sup> производится подача подготовленного топливного газа к ГПЭС № 1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9, 10. Из УПТГ с давлением 2,9 кгс/см<sup>2</sup> (2,9\*10<sup>5</sup> Па) , производится подача подготовленного топливного газа к ГПЭС № 11,12.

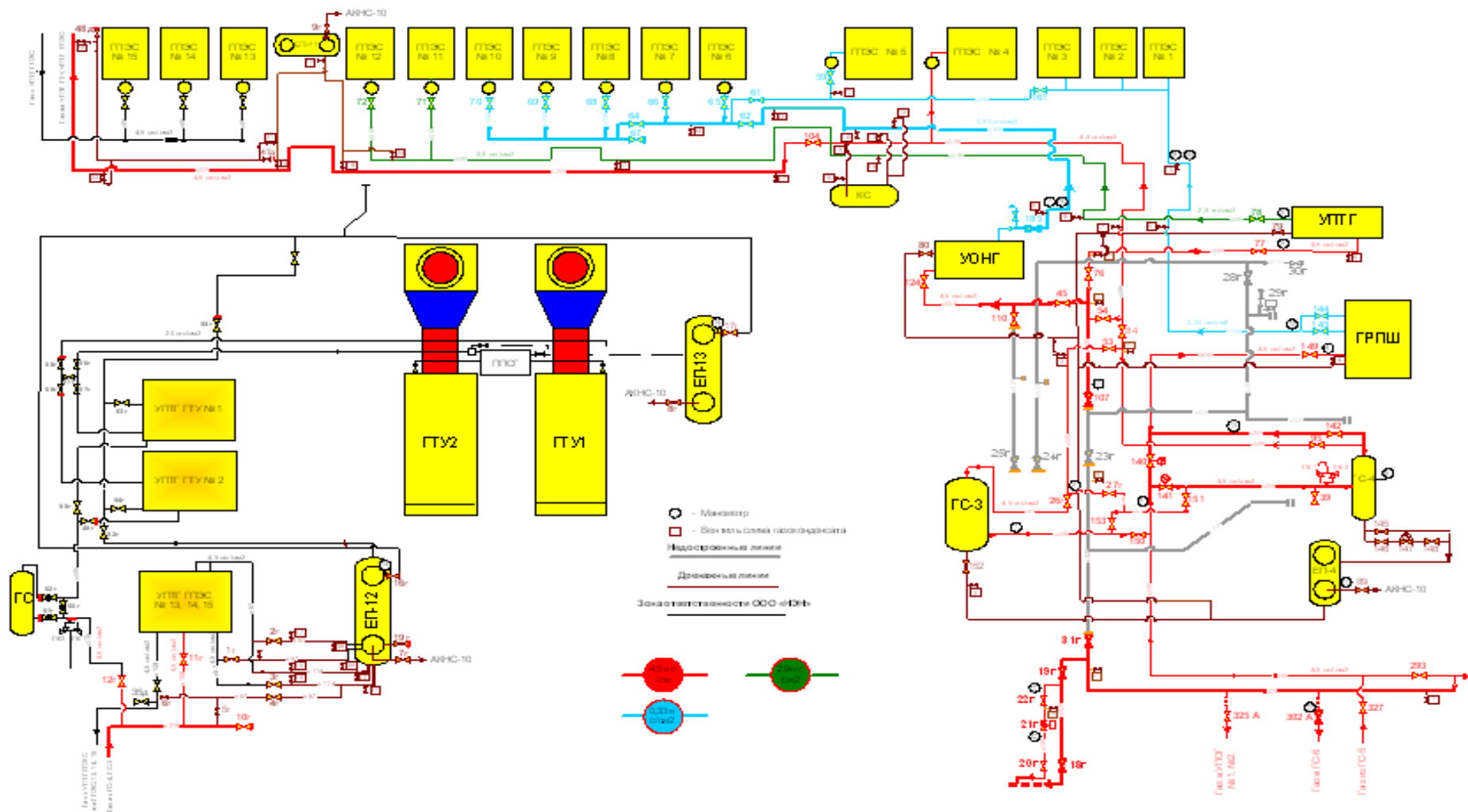


Рисунок 7 – Схема распределения подготовленного газа

В целях максимального использования ПНГ и сокращения издержек на приобретение электроэнергии или дизельного топлива предлагается использовать ПНГ для следующих целей:

- буровые станки (в случае подтверждения буровых подрядчиков в переводе станков на электропривод);
- электроцентробежные насосы (ЭЦН) для добычи нефти;
- кустовые насосные станции для закачки воды;
- перекачивающие насосные станции;
- поселковое потребление электроэнергии и иные технологические потребности.

В таблице 21 и рисунке 8 представлен объемы реализации за последние 10 лет [3,10,13,16].

Из таблицы 5.1 видно, что больше всего газа сожжено на факелах в 2007-2008 годах. Это связано с интенсивным вводом новых скважин в эксплуатацию, и, как следствие, увеличение объемов добычи нефти.

В настоящий момент коэффициент использования составляет приблизительно 61,5%. Это значение достигается благодаря постоянной работе одиннадцати газопоршневых, двух газотурбинных установок, а также двух блочных трубчатых печей.



Таблица 21 – Объемы добычи и реализации попутного нефтяного газа

Показатель	Годы									
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Добыча газа за год, млн м <sup>3</sup>	68	69	99	131	237	251	206	139	87	57
Реализация газа в ОАО "ННГ", тыс.м <sup>3</sup>	4936	7542	9017	12140	14938	25260	31855	31525	31659	33303
Путевые подогреватели, тыс.м <sup>3</sup>	1469	1447	1452	1458	1453	1449	1465	1462	1457	1460
ГПЭС, ГТУ, тыс.м <sup>3</sup>	3389	6009	7487	10591	13391	23720	30299	29972	30092	31743
Технологические потери, тыс.м <sup>3</sup>	78	87	78	91	93	91	91	91	110	100
Сожжено в факелах и рассеяно, тыс.м <sup>3</sup>	63264	61358	89583	119260	221563	226040	174445	107475	55441	23497
Коэффициент использования, %	7	11	9	9	6	10	15	23	36	59

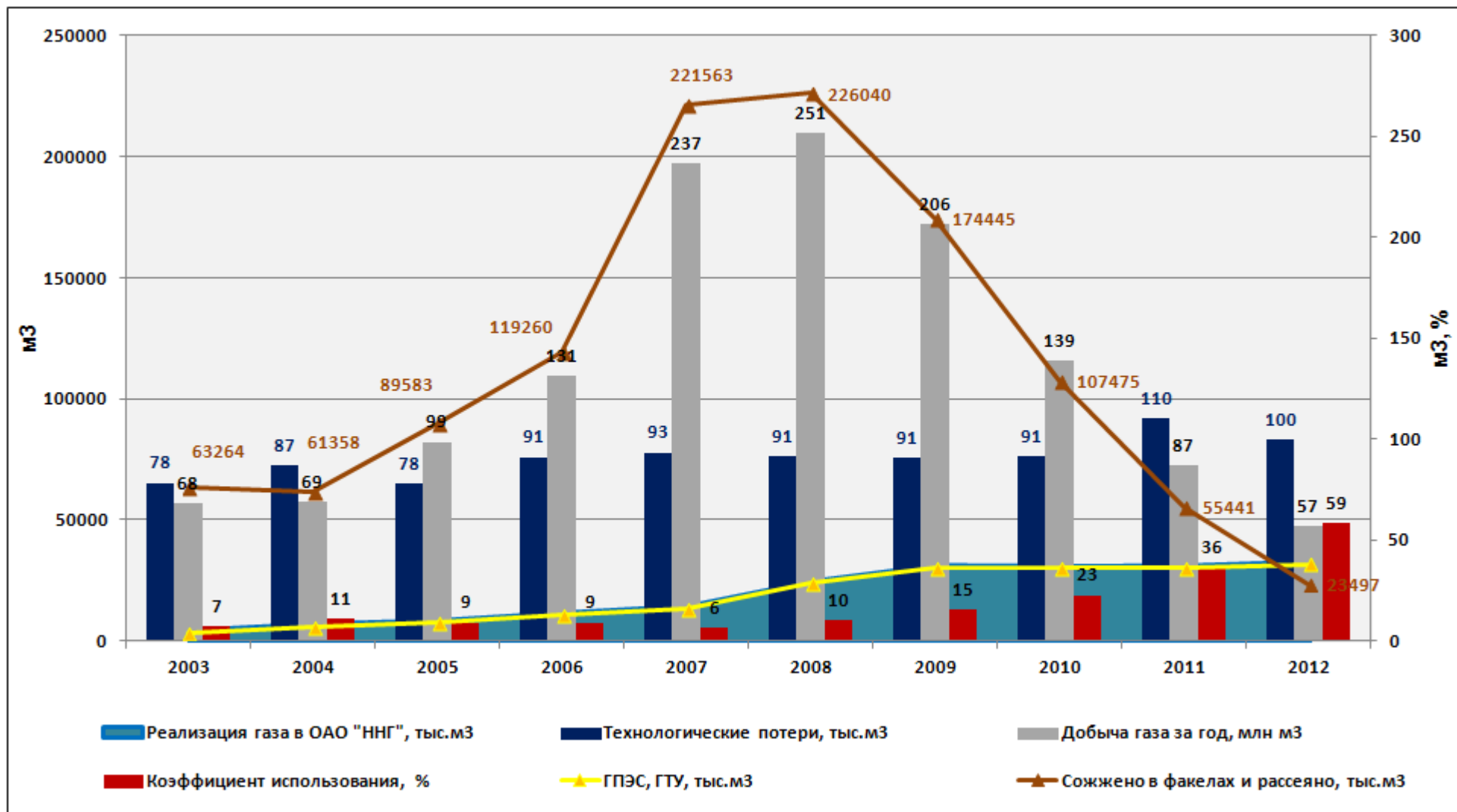


Рисунок 8 – Объемы утилизации попутного нефтяного газа

## 5.2 Газотурбинная установка

Традиционная современная газотурбинная установка (ГТУ) – это совокупность воздушного компрессора, камеры сгорания и газовой турбины, а также вспомогательных систем, обеспечивающих ее работу. Совокупность ГТУ и электрического генератора называют газотурбинным агрегатом. В ГТУ камера сгорания – это ее неотъемлемый элемент [8,9,10,11,16].

Воздух из комплексного воздухоочистительного устройства (КВОУ) 4 поступает в шахту а из нее на вход воздушного компрессора 16, который представляет собой роторную турбомашину с проточной частью, состоящей из вращающихся и неподвижных решеток. Отношение давления за компрессором к давлению перед ним называется степенью сжатия воздушного компрессора. Ротор компрессора 2 приводится газовой турбиной. В компрессоре происходит сжатие воздуха. Степень сжатия в типичных компрессорах составляет 13-17, и таким образом давление в тракте ГТУ не превышает 1,3-1,7 МПа.

При сжатии в компрессоре воздух нагревается. За компрессором температура воздуха составляет 300-350 °С. Воздух между стенками пламенной трубы 10 и корпуса камеры 11 сгорания движется к горелочному устройству, к которому подается и топливный газ. Поскольку топливо должно поступать в камеру сгорания, где давление 1,3-1,7 МПа, то давление газа должно быть большим. Для возможности регулирования его расхода в камеру сгорания требуется давление газа примерно вдвое больше, чем давление в камере. Если в подводящем газопроводе имеется такое давление, то газ подается в камеру сгорания прямо с газораспределительного пункта (ГРП). Если давление газа недостаточное, то между ГРП и камерой устанавливают дожимной газовый компрессор.

Расход топливного газа составляет всего примерно 1-1,5 % от расхода воздуха, поступающего от компрессора, поэтому создание

высокоэкономичного дожимного газового компрессора представляет определенные технические трудности.

При этом в большинстве случаев поток воздуха, идущий из компрессора, разделяется на два потока. Первый поток направляется к горелочным устройствам 12, куда также подается топливо (газ или жидкое топливо). При сжигании топлива образуются продукты сгорания топлива высокой температуры. К ним подмешивается относительно холодный воздух (1350-1400 °С) второго потока с тем, чтобы получить газы (их обычно называют рабочими газами) с допустимой для деталей газовой турбины температурой [10,11,16].

Рабочие газы подаются в проточную часть 7 газовой турбины. В газовой турбине рабочие газы расширяются практически до атмосферного давления, поступают в выходной диффузор 8, и из него - либо сразу в дымовую трубу, либо предварительно в какой-либо теплообменник, использующий теплоту уходящих газов ГТУ (рисунок 9).

Вследствие расширения газов в газовой турбине, последняя вырабатывает мощность. Весьма значительная ее часть (примерно половина) тратится на привод компрессора, а оставшаяся часть - на привод электрогенератора 1. Это и есть полезная мощность ГТУ, которая указывается при ее маркировке.

Одна из характерных особенностей ГТУ состоит в том, что компрессор требует примерно половины мощности, развиваемой газовой турбиной.

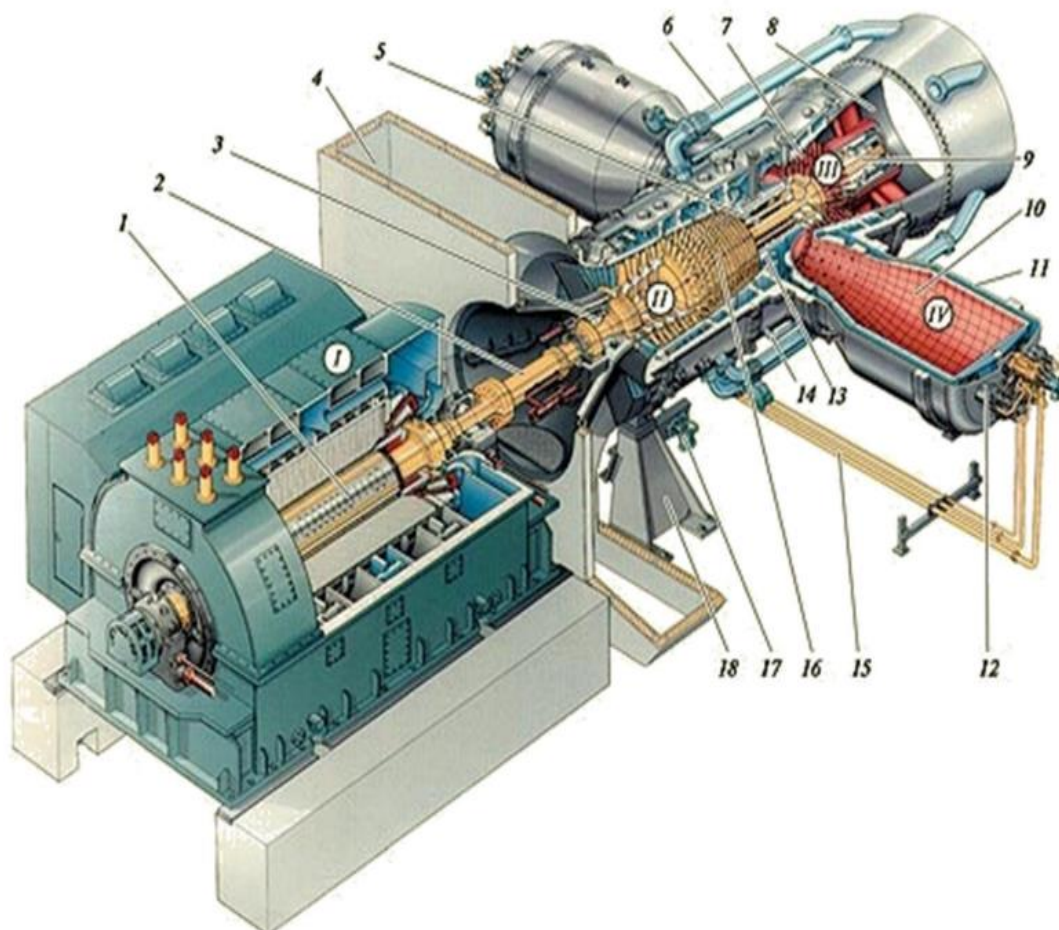


Рисунок 9 – Общая схема газотурбинной установки [15]

Для обеспечения растущих потребностей в электроэнергии на Верх-Тарском нефтяном месторождении в апреле 2008 года введена в эксплуатацию газотурбинная электростанция установленной мощностью 10,4 МВт на базе двух газотурбинных установок CX501KB7 (рисунок 10) производства компании Centrax Ltd с применением турбин Rolls-Royce единичной мощностью 5,2 МВт (в контейнерном исполнении). ГТУ работают в простом цикле. Выходное напряжение генератора - 6,3 кВ. Топливо - попутный нефтяной газ, добываемый на месторождении [10,16].

В составе электростанции имеются также: блок подготовки газа; газодожимная компрессорная установка (ДКУ) ENERPROJECT в блочно-модульном исполнении; главный распределительный щит напряжением 0,4

кВ в контейнере; трансформаторы собственных нужд мощностью 1600 кВА и напряжением 10,5/0,4 кВ.

ДКУ типа EGS-S-65/250WA (швейцарский промышленный холдинг ENERPROJECT group) производительностью 2700 м<sup>3</sup>/ч (при н.у) компримирует газ перед подачей в турбины до необходимого рабочего давления с 0,4 МПа до 2,0 МПа.

Технические характеристики газовой турбины Rolls-Royce 501-KB7 приведены в таблице 22.



Рисунок 10 – Газотурбинная установка «Сентрах» CX 501-KB7 с турбиной «Rolls-Royce» 501KB7 на Верх-Тарском месторождении

Таблица 22 – Технические характеристики газовой турбины Rolls-Royce 501-KB7

Наименование	Centrax Gas Turbines
Страна производитель	Англия
Мощность, МВт	5,2
Температура на выходе, °С	503
КПД, %	32,1
Тепловая мощность, кДж/кВт/ч	11232
Двигатель	Rolls-Royce 501-KB7
Применяемое топливо	попутный газ
Расход топлива, м <sup>3</sup> /ч	1400
Обороты двигателя, об/мин	1500
Генератор	Leroy Somer
Напряжение системы	6,3 кВ, 3 фазы, 50Гц
Габариты (открытая станция), мм	4917 x 2205 x 2012
Вес (открытая станция), кг	39000

### 5.3 Газопоршневые электростанции

Газопоршневая электростанция – это система генерации, созданная на основе газопоршневого двигателя, позволяющая преобразовывать внутреннюю энергию газа в энергию электричества. Возможно получение двух видов энергии, (тепло и электричество) и этот процесс называется «когенерация». В случае если в газопоршневых электростанциях используется технология, позволяющая получать ещё и холод (очень актуально для вентиляции, холодоснабжения складов, промышленного охлаждения), то данная технология будет называться «тригенерация» [11,12,16]. Газопоршневые электростанции могут работать как на сжиженном, так и на сжатом газе. Это позволяет использовать газовые двигатели не только при подключении к газовой магистрали. Газовые двигатели могут использовать различные виды газа: природный, газы с низкой теплотворной способностью, невысоким содержанием метана и низкой степенью детонации или газы с высокой теплотворной способностью- факельный, пропан, бутан, а также приспособлены к перестройке для работы с одного вида газа на другой. Кроме того, имеется возможность применения

двухтопливных двигателей, работающих одновременно на жидком и газообразном видах топлива.

- пропан-бутановые смеси;
- природный (сжиженный, сжатый, магистральный);
- попутный нефтяных скважин и пары больших дыханий резервуаров;
- промышленный (пиролизный, коксовый, биогаз, шахтный...).

Одной из особенностей Верх-Тарского нефтяного месторождения является удаленность от всех коммуникаций, что создает главную сложность при освоении запасов углеродного сырья. Предприятию пришлось решить проблемы, связанные с отсутствием дорог, линий электропередач и удаленностью от ближайшей транспортной точки на 200 км. Так, «Новосибирскнефтегазом» был построен 180-километровый трубопровод до пункта приема нефти компании «Транснефть» – Барабинской нефтеперерабатывающей станции. На этапе разведочных и буровых работ энергоснабжение оборудования обеспечивали дизельные электростанции на базе двигателей производства Cummins. В общей сложности пять ДЭС единичной мощностью 1 МВт, которые до сих пор входят в состав энергохозяйства, питали промыслы Верх-Тарского нефтяного месторождения на этом этапе.

Растущие объемы извлекаемой нефти, удаленность от ЛЭП и большое количество попутного нефтяного газа в составе извлекаемой нефти заставили руководство предприятия рассмотреть альтернативную схему организации энергоснабжения Верх-Тарского месторождения – строительство электростанции собственных нужд. Несмотря на невысокое качество ПНГ (детонационный индекс  $WKI=53$ ), при выборе типа привода генерирующих мощностей было принято решение об использовании газопоршневых генераторных установок.



Первые газопоршневые генераторные установки появились на Верх-Тарском месторождении в 2003 году. Это были три ГПГУ CAT3516 (производства Caterpillar, США) номинальной мощностью 1,03 МВт. Однако устойчивую работу агрегаты демонстрировали только при 60-70% мощности [10]. Попытка увеличения нагрузки приводила к немедленной остановке двигателя, обусловленной, по словам эксплуатирующего персонала, «плохим составом газа». Включенная в состав электростанции в 2004 году ГПГУ Jenbacher J620 номинальной мощностью 3,05 МВт отказывалась работать даже при половинной нагрузке. 1,4 МВт – именно столько вырабатывает J620 в настоящее время. Острая нехватка необходимых мегаватт энергии для процессов добычи заставила руководство «Новосибирскнефтегаз» продолжить дальнейшее наращивание мощности энергохозяйства на ГПГУ Caterpillar этой же серии – производитель гарантировал запуск агрегатов уже через несколько месяцев после подписания контракта. Пять машин CAT3516, установленные в 2006 году, также не смогли обеспечить заявленную мощность. Архитектурно-строительные решения всех электростанций были идентичными – размещенная на фундаменте быстровозводимая ограждающая конструкция из сэндвич-панелей, разделенная на отсеки.

Постоянный рост добычи нефти на Верх-Тарском месторождении требовал установки дополнительных насосов, являющихся основными потребителями электроэнергии на месторождении, что привело к нехватке энергии. Поэтому в начале сентября 2005 года, ТНК ВР организовало новый тендер на поставку и монтаж энергоцентра для нужд Верх-Тарского месторождения.

Для участия в тендере были привлечены ведущие компании, работающие в области малой энергетики, среди которых были и те, чье оборудование уже работает на этом месторождении. Основными требованиями к претендентам были объем выполняемых работ, сроки, сохранение приемственности архитектурно-строительного решения (ограждающая конструкция должна быть идентична ранее установленным модулям) и

возможность работы ГПГУ без потери мощности на попутном газе месторождения. «Энерготех», предлагая ГПГУ ведущего мирового производителя газопоршневых агрегатов компании «Waukesha Engine Dresser, Inc», чьим официальным дилером он является, в отличие от конкурентов гарантировал выдачу 100 % мощности. Именно эти цифры подтвердили специалисты завода-изготовителя после тщательного анализа химического ПНГ Верх-Тарского нефтяного месторождения и характеристик ГПГУ серии VHP, предлагаемых в тендерной документации. Более того, эти гарантии были специально оговорены в дальнейшем, в ходе подписания договора [10,16].

Имеющийся опыт эксплуатации оборудования различных производителей потребовал от менеджмента компании кропотливой проработки предложений по увеличению мощности энергоцентра. Эффективное решение и короткие сроки реализации проекта, предложенные «Энерготех», и главным образом гарантии работы агрегатов Waukesha на заявленной мощности (2,25 МВт) обеспечили победу в проведенном тендере.

Энергоцентр Верх-Тарского месторождения располагается в непосредственной близости от существующих энергоцентров на база ГПГУ Caterpillar и Jenbacher и включает в себя следующее оборудование:

- две ГПГУ Waukesha VHP 9500GSI;
- пневматическая пусковая система, включающая в себя фильтр всасываемого воздуха, воздушный винтовой компрессор, ресиверную емкость с необходимой арматурой, трубопроводом и автоматикой;
- внешняя система топливоподачи электростанции, которая состоит из фильтра-сепаратора для очистки топливного газа от механических примесей и капельной жидкости; газо-распределительного пункта, обеспечивающего требуемое давление газа; фильтра тонкой очистки, служащего для удаления жидких углеводородов и окончательной подготовки топливного газа; расходомерного узла и системы подогрева топливного газа;

- электротехническое оборудование КРУ серии D-12P, предназначенное для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц напряжением 6,3 кВ;
- аварийные радиаторы охлаждающей жидкости – сухие градирни производства компании «Guntner» (Германия), расположенные на опорах в непосредственной близости от главного здания энергоцентра;
- другие общестанционные и инженерные системы.

Все оборудование электростанции, за исключением ресивера сжатого воздуха, градирен и системы газо-подготовки, расположенной в отдельностоящем контейнере, располагается в быстровозводимом блоке, выделенном для каждого из газопоршневых агрегатов и разделенном на функциональные зоны-отсеки.

Работы, связанные с реализацией контракта, проводились параллельно. В то время когда ГПГУ изготавливались на заводе-изготовителе в г. Вокеша (США, штат Висконсин), были выполнены проектные работы. Причем работы по расстановке оборудования на площадке и межмодульные соединения выполнял генеральный проектировщик месторождения ЗАО «Сибнефтегазпроект», а внутримодульное проектирование осуществили специалисты проектного отдела «Энерготех». Поставка вспомогательного оборудования и строительные работы, связанные с подготовкой фундамента под будущую электростанцию, также велись в этот зимний промежуток времени[10].

Как известно, процесс заливки фундамента в зимний период времени крайне сложен и требует специальных устройств и дополнительных механизмов для осуществления прогрева. Более того, низкая температура окружающего воздуха не позволяла прерывать процесс заливки фундамента. Специалистам «Энерготех» удалось преодолеть эти трудности, не снижая темпов строительства. Работы велись до самого раннего утра с применением искусственного освещения, чтобы не прерывать процесс заливки. Сильный ветер, скорость которого достигала 20-25 м/с, затруднял и без того непростую

работу, ускоряя процессы вымораживания бетона. 14 января 2007 года фундамент будущего энергоцентра был готов для проведения монтажа. Погодные условия не благоприятствовали проведению монтажных работ – температура часто опускалась за отметку минус 30<sup>0</sup>С. Вопреки перечисленным трудностям все оборудование было смонтировано за 2,5 месяца. Уже в середине марта 2007 года была запущена первая ГПГУ, а в начале апреля начал работу второй агрегат. Специалистам отдела пуско-наладочных работ, несмотря на попутный газ с индексом детонации WKI=53, удалось настроить ГПГУ на работу с выдачей мощности, удовлетворяющей техническому заданию.

После ввода генераторных установок в эксплуатацию заказчик получил возможность на практике убедиться в возможностях работы газопоршневых двигателей разных производителей на попутном газе одного состава. По результатам 72-часовых испытаний установки Waukesha продемонстрировали устойчивую работу на номинальной нагрузке без потери мощности, обеспечивая заявленные ранее 1,1 МВт.

Укрепившееся доверие специалистов энергохозяйства ОАО «Новосибирскнефтегаз» к ГПГУ Waukesha позволило начать реализацию второго этапа энергоснабжения Верх-Тарского месторождения. Новое оборудование энергоцентра, включающее в себя три газопоршневые генераторные установки Waukesha APG 3000, запущено в I квартале 2008 года.

На Верх-Тарском месторождении используются 8 газопоршневых электростанций производства Caterpillar G3516 (рисунок 11) ,1 Jenbacher JMS 620 и 5 Waukesha APG3000.



Рисунок 11 – Общий вид газпоршевой электростанции Caterpillar G3516

Технические характеристики Caterpillar G3516, Jenbacher JMS 620, Waukesha APG3000 приведены в таблицах 23, 24, 25

Таблица 23 – Технические характеристики Caterpillar G3516

Наименование	Caterpillar G3516
Страна производитель	США
Мощность в режиме основного источника электроснабжения, кВА / кВт	1288 / 1030
Номинальное напряжение, В	400
Номинальная частота тока, Гц	50
Количество фаз	3
Панель управления	EMCP II
Двигатель	Caterpillar G3516 LE SCAC
Применяемое топливо	газ
Расход топлива, м <sup>3</sup> / ч	231
Обороты двигателя, об / мин	1500
Генератор	Caterpillar SR4B
Тип генератора	На постоянных магнитах
Габариты (открытая станция), мм	4917 x 2205 x 2012
Вес (открытая станция), кг	12873

Таблица 24 – Технические характеристики Jenbacher JMS 620

Наименование	Jenbacher JMS 620
Страна производитель	Austria
Мощность в режиме основного источника электроснабжения, кВА / кВт	3352
Номинальное напряжение, В	500
Номинальная частота тока, Гц	50
Число цилиндров	20
Общий рабочий объём, л	124,8
Двигатель	J620 GS
Применяемое топливо	газ
Расход топлива, м <sup>3</sup> /ч	774 м <sup>3</sup> /ч
Частота вращения, об/мин	1.500 (50 Гц)
Генератор	DIG 110-193
Тип генератора	На постоянных магнитах
Габариты (открытая станция), мм	8900 x 2200 x 2800
Вес (открытая станция), кг	29 900

Таблица 25 – Технические характеристики Waukesha APG3000

Наименование	Waukesha APG3000
<b>Технические характеристики электростанции</b>	
Модель электростанции:	APG3000
Номинальная мощность:	3200 кВт
Резервная мощность:	3520 кВт
Номинальная частота:	50 Гц
Номинальный коэффициент мощности:	0.8
Габаритные размеры (ДхШхВ):	7880×1925×3260 мм
Вес:	36333 кг
<b>Технические характеристики двигателя</b>	
Модель:	APG-18V
Рабочий объем двигателя:	164.2 л
Номинальная частота вращения коленчатого вала:	1500 об/мин
Расход топлива при 100% нагрузки:	790,0 м <sup>3</sup> /ч
Модель:	APG-18V
Рабочий объем двигателя:	164.2 л
<b>Технические характеристики генератора</b>	
Производитель:	Marathon
Напряжение:	400/230 В
Класс изоляции:	H

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б6В1	Сергеев Андрей Ильич

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет стоимости выполняемых работ, согласно применяемой технологии
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Накладные расходы – 18% Норма амортизации – 8-20%
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды – 30,5% НДС – 20%

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Предпроектный анализ
2. Планирование и формирование бюджета исследований	Определение норм времени выполнения работ Определение бюджета работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет сметной стоимости для работ по локализации и ликвидации аварийного разлива нефти

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

--

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН ШБИП	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б6В1	Сергеев Андрей Ильич		

## **6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

### **6.1 Предпроектный анализ**

В этом разделе будет проведен расчет организационных работ по смене УПН и рассчитывается экономическая эффективность после проведения ГТМ, в связи с тем, что во время эксплуатации скважин иногда необходимо оптимизировать работу скважины путем смены УПН с менее производительного на более производительный.

### **6.2 Структура работ и график выполнения технологических операций**

В таблице 26 представлены нормы времени выполнения операций при ликвидации аварийного разлива нефти на подводном переходе.

Таблица 26 – Нормы времени выполнения технологических операций

№ п/п	Наименование операций	Продолжительность работ, часов
1	Остановка перекачки	0,1
2	Закрытие задвижек	0,15
3	Время перехода в район ЧС, включая разворачивания 1,8 тыс. м боновых заграждений	4
4	Устройство площадки для размещения техники и оборудования на месте растекания нефти для ее откачки	1,5
5	Завоз оборудования для сбора нефти	6
6	Сбор нефти с поверхности	105
7	Сбор и утилизация сорбентов	10
8	Рекультивация нефтизагрязненных участков	20

### **6.3 Расчет сметной стоимости работ по ликвидации аварийного разлива нефти на подводном переходе магистрального нефтепровода**

Основные методы расчёта сметной стоимости работ отражены на рисунке 12.



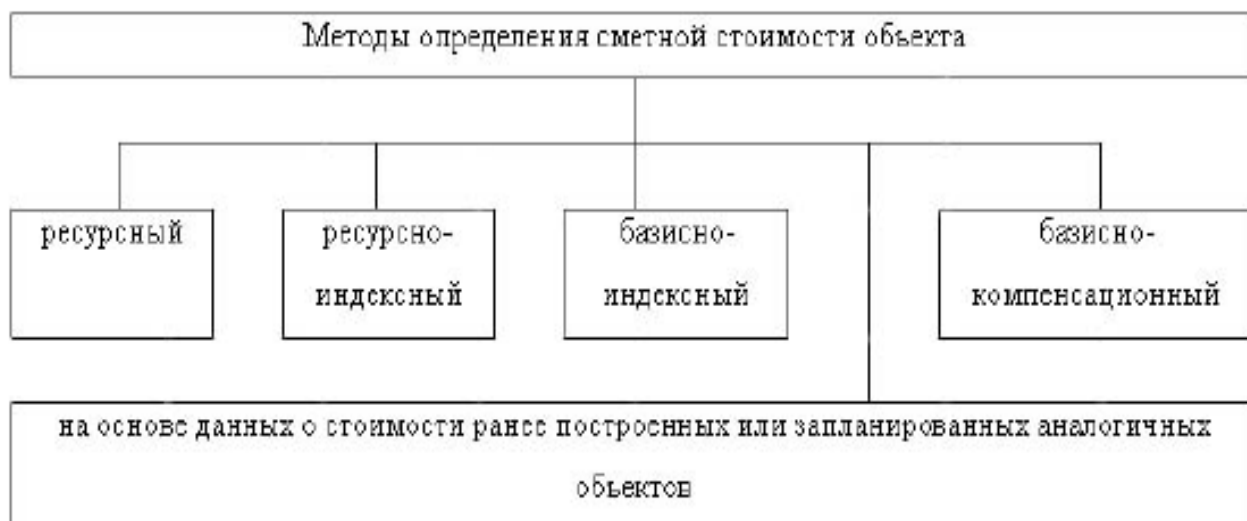


Рисунок 12 – Методы определения сметной стоимости

Ресурсный метод – калькулирование в текущих (прогнозных) ценах и тарифах ресурсов (элементов затрат), необходимых для реализации проектного решения. При составлении смет используются натуральные измерители расхода материалов и конструкций, затрат времени эксплуатации машин и оборудования, затраты труда рабочих, а цены на указанные ресурсы принимаются текущие (т.е. на момент составления смет). Использование данного метода позволяет определить сметную стоимость объекта на любой момент времени.

Ресурсно-индексный метод предполагает дополнительное использование индексов цен на ресурсы, используемые при осуществлении строительства.

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

Базисно-компенсационный метод – это суммирование стоимости, исчисленной в базисном уровне сметных цен, и дополнительных затрат,

связанных с ростом цен на используемые в строительстве ресурсы, с уточнением указанных расчетов в процессе строительства в зависимости от реального изменения цен.

В качестве еще одного метода определения сметной стоимости может использоваться информация о стоимости ранее построенных или запроектированных аналогичных объектов[35].

Основные статьи сметного расчёта затрат на проведение работ представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Статьи сметного расчёта на выполнение работ

Статьи затрат	
1	Оплата работ, выполняемых соисполнителями
2	Спецоборудование
3	Материалы
4	Оплата труда
5	Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды
6	Амортизация основных средств
7	Накладные расходы
8	Командировки и служебные разъезды
9	Прочие расходы, в т.ч.:
9.1	Оплата транспортных услуг
9.2	Оплата услуг связи
9.3	Коммунальные услуги
10	Итого собственных затрат
11	Уровень рентабельности (рекомендуется принимать от 10 до 20%)
12	Договорная цена (сумма строк 1-11)
13	Налог на добавленную стоимость (НДС) 20 %
14	Всего стоимость

Основу сметного расчёта составляют затраты на материальные ресурсы, трудовые затраты на заработную плату и страховые взносы: амортизация основных фондов.

Результаты сметного расчета затрат для каждой статьи приведены в следующих таблицах.

Таблица 28 – Затраты на спецоборудование

№ п/п	Наименование оборудования и комплектующих	Единица измерения	Количество	Цена, руб	Сумма, руб
1	Бонопостановщики	Шт.	2	800 000	1 900 000
2	Боновое ограждение	М	1800	1650	2 970 000
3	Нефтесборщик	Шт.	2	400 000	800 000

4	Установка для сжигания отходов	Шт.	2	500 000	1 000 000
5	Прочее	-	-	100 000	100 000
	Итого:				6 770 000

Таблица 29 – Материалы

№ п/п	Наименование оборудования и комплектующих	Единица измерения	Количество	Цена, руб	Сумма, руб
1	Сорбенты	Кг	25 000	600	15 000 000
	Итого:				15 000 000

К расходам на оплату труда относятся суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда. Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др.

Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др. Работы по организации ликвидации РН должны проводиться в соответствии с данным Планом и разработанными планами ликвидации возможных аварий (ПЛВА) для объектов. Исходя из этого произведем расчет заработной платы таблица 30.

Таблица 30 – Расчет заработной платы

Должность	Количество	Средняя заработная плата одного человека дня	Тарифная ставка, руб.	Разряд	Зарплата, руб.
Мастер ЛЭС	2	3850	7700	7	53 900
Водитель	4	1600	6400	7	44 800
Линейный трубопроводчик	8	2800	22 400	7	156 800
Электромонтер	2	1500	3000	7	21 000
Начальник ЦРС	1	3500	3500	7	24 500
Мастер участка	1	2200	2200	7	15 400
Машинист бульдозера	2	2000	4000	7	28 000
Машинист экскаватора	2	2000	4000	7	28 000

Иные работники	8	1300	10 400	7	72 800
Итого:	30				445 200

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ, представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Затраты на страховые взносы во внебюджетные фонды

Заработная плата, руб	Фонд	Ставка страховых фондов, %	Сумма, руб
445 200	ПФР	22,00	97 944,00
	ФСС	2,90	12 910,80
	ФФОМС	5,10	22 705,20
	ФСС (НС - 4 класс риска)	0,50	890,40
		30,50	134 450,40

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 32.

Таблица 32– Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Количество	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб	Сумма амортизации за смену, руб
Нефтеборщик	2	6 группа, 8	64 000	175,34
Боны	1800	6 группа, 9	267 300	732,333
Установка для сжигания отходов	2	6 группа, 8	80 000	219,18
Экскаватор плавающий	1	4 группа, 20	1 000 000	2 739,73
Бульдозер	1	4 группа, 20	300 000	821,92
Автомобиль грузопассажирский высокой проходимости	1	5 группа, 10	20 000	54,79

К накладным затратам по спецоборудованию относятся затраты на: ремонт, содержание и обслуживание;

– по оплате труда затраты на: оплату труда административно хозяйственного аппарата;

- по материалам и комплектующим затраты на: содержание и очистку используемых материалов.

Таблица 33 – Накладные расходы

№ п/п	Наименование затрат по направлениям	Прямые затраты, руб	% накладных расходов	Сумма накладных расходов
Всего прямых расходов		22 215 200	18	3 998 736
1	Спецоборудование	6 770 000	18	1 218 600
2	Материалы	15 000 000	18	2 700 000
3	Оплата труда	445 200	18	80 136

Таблица 34 – Командировки и служебные разъезды

№ п/п	Пункт назначения	Количество командировок	Количество человек	Срок, дни	Проезд (туда-обратно)	Суточные, руб/сут	Сумма затрат, руб
1	Аварийный участок нефтепровода	1	30	7	2200	500	171 000
Итого:							171 000

Таблица 35 – Смета затрат на выполнение работ

Статьи затрат	Сумма затрат, руб
1 Оплата работ, выполняемых соисполнителями	0,00
2 Спецоборудование	6 770 000
3 Материалы	15 000 000
4 Оплата труда	134 450,40
5 Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды	445 200
6 Амортизация основных средств	1 731 300
7 Накладные расходы	3 998 736
8 Командировки и служебные разъезды	171 000
9 Итого затрат	22 165 234,70
10 Уровень рентабельности (рекомендуется принимать от 10 до 20%)	2 216 523,47
11 Договорная цена (сумма строк 1-11)	24 381 758,20
12 Налог на добавленную стоимость (НДС) 20%	4 388 716,48
13 Всего стоимость	28 755 378,1

Экономический расчет является подтверждением того, что очень важно совершенствование концептуальных подходов к вопросу предупреждения аварийных ситуаций. Локализация и ликвидация аварийных разливов нефти

предприятию обходится намного дороже, чем постоянный мониторинг технического состояния.

Расчет сметной стоимости для работ по локализации и ликвидации аварийного разлива нефти показывает, что выполнение данной технической операции является убыточным для организации. Это лишь подтверждает то, что в настоящее время крайне актуально совершенствование методов предупреждения аварий на магистральном нефтепроводе в сложных климатических условиях. Постоянный мониторинг технического состояния оборудования и нефтепровода позволит избежать затрат на аварийные работы.

Компании должны выполнять требования регулирования по снижению вероятности возникновения чрезвычайных ситуаций с большим материальным и нематериальным ущербом. Необходима оптимизация затрат на предупреждение и ликвидацию аварий и устранение последствий после нее.

Для оптимизации затрат необходимо сопоставление между целями достижения компаниями высоких микро- и макроэкономических показателей их деятельности. После этого необходимо найти компромиссное решение, т.к. иногда пути достижения этих целей могут противоречить друг другу.

Ошибочно полагается, что для оптимизации расходов необходимо сокращение затрат в текущий момент времени. Однако, если своевременно проводить мероприятия по предупреждению аварийных ситуаций, повысить затраты на соблюдение требований безопасности, то в последствии возможно избежать издержек на предотвращение аварии и ущерба. Локализация и ликвидация разлива нефти предприятию обойдется существенно дороже.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б6В1	Сергеев Андрей Ильич

<b>Школа</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Направление/специальность</b>	
Уровень образования	Бакалавриат	Нефтегазовое дело	

Тема ВКР:

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Объектом исследования является комплекс подготовки продукции скважин Верх-Тарского нефтяного месторождения. Повышение объемов извлечение нефтяного газа.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Специальные регулируются ТК РФ, № 197 – ФЗ «Право работников на профессиональную подготовку, переподготовку и повышение квалификации;</li> <li>– Организационные. Основным объектом в производственных условиях является рабочее место, представляющее собой в общем случае пространство, в котором может находиться человек при выполнении производственного процесса. Рабочее место является основной подсистемой производственного процесса.</li> </ul>
<b>2. Производственная безопасность:</b> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p><i>Вредные факторы:</i> Пониженная температура окружающей среды, производственные шумы.</p> <p><i>Опасные факторы:</i> Электробезопасность, большой вес эксплуатируемого оборудования, давление в системах работающих механизмов, повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.</p>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<p><i>Воздействия на атмосферу:</i> пары химических реагентов; выхлопные газы автомобилей.</p> <p><i>Воздействия на гидросферу:</i> разливы химических реагентов; подтёки ГСМ.</p> <p><i>Воздействие на литосферу:</i> смыв загрязнения с поверхности площадок дождевыми и тальными водами в</p>

	результате нарушения гидроизоляции обваловки на кустовых площадках;
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	При монтаже, ремонте и обслуживании объекта исследования наиболее вероятно возникновение следующих чрезвычайных ситуаций: удар электрическим током; падение с высоты массивного оборудования; разлив химических веществ; разгерметизация рабочих трубопроводов.

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

**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
3-2Б6В1	Сергеев Андрей Ильич		



## 7 Социальная ответственность

### 7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

По ГОСТ 12.0.002-2014 [20] производственные факторы подразделяют на: вредные и опасные.

Вредные производственные факторы – это факторы среды и трудового процесса, которые воздействуют на работающего при определенных условиях. Они приводят к заболеванию или снижению работоспособности.

Опасные производственные факторы – это факторы среды и трудового процесса, которые воздействуют на работающего при определенных условиях. Они могут быть причиной острого заболевания или резкого ухудшения здоровья и смерти.

Вредные и опасные производственные факторы по природе действия делят на группы:

- физические;
- химические;
- биологические;
- психофизиологические.

Факторы для производства данных работ приведены в таблице 36 и выбраны в соответствии с ГОСТ 12.0.003-74 [21].

Таблица 36 – Вредные и опасные факторы при выполнении работ по оценке ликвидации аварийного разлива нефти на подводных переходах.

Источник факторов наименование видов работ	Факторы ( по ГОСТ 12.0.003-73)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
1. разведка места аварии; 2. Сбор высвободившейся нефти; 3. Рекультивационные работы		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ [21]
	Отклонение показателей микроклимата на		СанПиН 2.2.4.548- 96 [25]

	открытом воздухе, рабочей зоны		
	Превышение уровня шума		ГОСТ 12.1.003- 2014[23]
	Превышение уровня вибрации		ГОСТ 12.1.012- 2004[25]
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 СП 52.13330.2011[28]
		Утечки вредных и токсичных веществ	ГОСТ 12.1.007- 76[26]
	Повреждения в результате контакта с животными, пресмыкающимися и насекомыми		ГОСТ 12.1.008- 76 ССБТ[22]

## 7.2 Анализ вредных производственных факторов

### 1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны

Отклонение показателей микроклимата на рабочем месте от нормальных параметров приводит к перегреву или переохлаждению организма, что приводит к негативным последствиям:

- перегрев способствует обильному потоотделению, учащению пульса и дыхания, слабости, головокружению, а также возникновению теплового удара;

- при переохлаждении возникают простудные заболевания, хронические воспаления суставов, мышц и т.д. Работы ведутся в погодных условиях от минус 45°С до плюс 40°С. Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда путем сокращения рабочего времени, введение перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева предусматривают средства индивидуальной защиты, например кепки [24].

### 2. Превышение уровней шума

Превышение уровней шума возможно при работе спец. техники. Действие шума на человека определяется его влиянием на слуховой аппарат и другие органы и системы организма. Шум приводит к

снижению внимания, увеличению ошибок при выполнении различных видов работ, угнетает центральную нервную систему (ЦНС), вызывает изменения скорости дыхания, пульса и способствует нарушению обмена веществ, а также возникновению сердечнососудистых заболеваний и гипертонических заболеваний. В соответствии с ГОСТ 12.1.003-83[28] для рабочего места (в полевых условиях) устанавливается эквивалентный уровень звука равный 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зонах с октавными уровнями звукового давления свыше 135 дБ в любой октавной полосе. Основные методы борьбы с шумом:

- снижение шума в самом источнике (применение звукоизолирующих средств);
- СИЗ (беруши, наушники, ватные тампоны);
- соблюдение режима труда и отдыха;
- дистанционное управление при эксплуатации шумящего оборудования и машин.

3. Недостаточная освещенность рабочей зоны. Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов[27].

4. Превышение уровня вибрации Источниками вибраций являются машины и аппараты, в которых движутся неуравновешенные массы. Они характерны для машин роторного типа (турбины, электродвигатели и ручной механизированный инструмент). Для механизмов с возвратно – поступательным движением (вибромолоты). Вибрация возникает при соударении деталей в зубчатых зацеплениях, подшипниковых узлах, соединительных муфтах. Источником вибрации является и движущийся транспорт.

Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц [25].

Виброзащита включает в себя простые средства виброизоляции и виброгашения: установка вибрирующего оборудования на массивный фундамент, применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов. СИЗ считаются специальные платформы, сидения, перчатки, рукоятки и некоторые виды обуви.

5. Повреждения в результате контакта с животными, пресмыкающимися и насекомыми.

Существует опасность повреждений, в результате контакта с дикими животными, кровососущими насекомыми, клещами. Бригада должна быть обеспечена спецодеждой и средствами индивидуальной защиты. Нападение клещей-переносчиков возбудителей КЭ возможно в весенне - летний период, при среднесуточной температуре +3°. Наибольший риск нападения клещей в месяцах мае и июне. К СИЗ, относятся: сапоги с высоким голенищем, энцефалитные куртки и штаны, накомарники, перчатки и другие виды одежды, которые предотвращают возможность воздействия насекомых с кожей человека.

### **7.3 Анализ опасных производственных факторов**

1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования  
Движение машин происходит при перевозке к месту работ и обратно. Основными причинами аварий и несчастных случаев связанных с эксплуатацией транспортных средств является нарушение требований правил

дорожного движения на улицах и дорогах, а также во всех местах где возможно движение транспортных средств.

Для предотвращения несчастных случаев необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право.

## 2. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

При ремонте НП возникает утечка нефти из трубопровода. Нефть относится к 3-му классу опасности. В таблице 37 представлены показатели вредных веществ.

Таблица 37 – Показатели вредных веществ

Наименование показателя	Нормы для класса опасности			
	1-го	2-го	3-го	4-го
Предельно доступная концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны, мг/м	Менее 0,1	0,1-1,0	1,1-10,0	Более 10,0
Средняя смертельная доза при введении в желудок, мг/кг	Менее 15	15-150	151-5000	Более 5000
Средняя смертельная доза при нанесении на кожу, мг/кг	Менее 100	100-500	501-2500	Более 2500
Средняя смертельная концентрация в воздухе, мг/м	Менее 500	500-5000	5001-50000	Более 50000
Коэффициент возможности ингаляционного отравления (КВИО)	Более 300	300 – 30	29-3	Менее 3
Зона острого действия	Менее 6,0	6,0-18,0	18,1-54,0	Более 54,0
Зона хронического	Более 10,0	10,0-5,0	4,9-2,5	Менее 2,5

Защита органов зрения осуществляется с помощью различных предохранительных очков. Защита органов дыхания обеспечивается применением различного рода респираторов и противогазов.

В зависимости от содержания кислорода в воздухе применяются следующие противогазы:

Фильтрующие – при содержании кислорода в воздухе свыше 19 %.

Шланговые – применяются при содержании кислорода в воздухе менее 20 % при наличии в воздухе больших концентраций вредных газов (свыше 0,5 % об.).

#### **7.4 Экологическая безопасность**

При транспортировке нефти по подводному переходу магистрального нефтепровода (ППМН) необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, установленные законодательством по охране природы.

Ущерб, наносимый окружающей природной среде при авариях на нефтепроводе, определяется несколькими основными факторами:

1. Количество нефти, вылившейся в результате аварии, и распределение ее компонентов в геосфере (гидросфера, литосфера, атмосфера);
2. Площадь и степень загрязнения грунта;
3. Площадь и степень загрязнения водного объекта;
4. Количество углеводородов, выделившихся в атмосферу в результате аварии.

#### **7.5 Защита атмосферы**

Случаи отравления парами нефтепродуктов достаточно редки. Но взаимодействие летучих углеводородов, входящих в состав нефти и нефтепродуктов, окислов азота и ультрафиолетового излучения приводит к образованию смога. В таких случаях количество пострадавших может составлять тысячи человек. Особую опасность представляет загрязнение воздуха вблизи населенных пунктов. В таких случаях возможность наложения или аккумуляции различных нефтепродуктов, окислов азота и ультрафиолетового излучения приводит к образованию смога. В таких случаях количество пострадавших может составлять тысячи человек. Особую опасность представляет загрязнение воздуха вблизи населенных пунктов. В таких случаях

возможность наложения или аккумуляции различных загрязнений сильно усугубляет характер последствий. Также загрязнение воздуха может привести к угнетению растительного покрова.

### **7.6 Защита литосферы**

Нефть не образует больших растеканий по поверхности почвы. Определенную опасность представляет загорание пропитанных нефтью и нефтепродуктами грунтов. Основные экологические проблемы при попадании нефти на землю связаны с грунтовыми водами. После просачивания до их поверхности, нефть и нефтепродукты начинают образовывать плавающие на воде линзы. Эти линзы могут мигрировать, вызывая загрязнение водозаборов поверхностных вод.

### **7.7 Защита гидросферы**

Нефть, разлитая в реке, представляет собой, большую опасность, чем нефть, разлитая на суше. Нефть влияет на структуру экосистемы животных организмов. При нефтяном загрязнении изменяется соотношение видов и уменьшается их разнообразие. На воде нефтяное пятно может расплзтись на сотни миль и превратиться в тонкую масляную пленку, которая покрывает даже берега. Это может привести к гибели птиц, млекопитающих и других организмов. Нефтяные пятна на земле достаточно легко устранимы, поскольку вокруг пятна можно быстро насыпать вал.

### **7.8 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Аварии, возникающие на ППМН критичнее и опаснее аналогичных случаев на его линейной части. В результате разлива нефти возможен пожар, разрушение сооружения, гибель людей, загрязнение окружающей среды.

Чрезвычайные ситуации (ЧС), вызванные авариями на ППМН, могут сопровождаться одним или несколькими событиями:

- смертельными случаями;
- травмированием с потерей трудоспособности или групповым травматизмом;
- воспламенением нефти или взрывом его паров;
- утечкой транспортируемой нефти в количестве более 1 т.

Нарушение исправного состояния МН, приведшее к безвозвратным потерям нефти в окружающей природной среде в количестве 1т и менее, классифицируется как повреждение.

Наиболее характерной ЧС является экологическое загрязнение окружающей среды.

Предупреждение аварий с разливов нефти достигается комплексом превентивных мероприятий:

- создание собственных формирований или заключение договоров с профессиональными аварийно-спасательными службами;
- создание резервов финансовых средств и материально – технических ресурсов для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов;
- обучение работников способам защиты и действиям в ЧС, связанных с разливами нефти и нефтепродуктов;
- разработка декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов;
- организация и осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте;
- проведение исправления планов при изменении исходных данных;
- создание и поддержание в готовности системы связи обнаружения разливов нефти и нефтепродуктов, системы связи и оповещения;



- проверка работоспособности автоматических систем обнаружения и оповещения о возникновении аварии на объектах;
- контроль правил противопожарной безопасности;
- защита персонала и населения: запас СИЗ, планирование проведения эвакуации, а также организация системы оповещения;
- при необходимости готовность привлечения дополнительных сил и средств, в соответствии с планом взаимодействия.

В соответствии с законодательством работодатель обязан организовать проведение расследования несчастных случаев на производстве в порядке, установленном Положением, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 11 марта 1999 г. № 279 [29]. По результатам расследования должны быть разработаны и выполнены профилактические мероприятия по предупреждению производственного травматизма и профзаболеваний.

## Заключение

Работа выполнена с целью предложения и обоснования второй ступени сепарации попутного нефтяного газа на Верх-Тарском нефтяном месторождении, разрабатываемого ОАО «Новосибирскнефтегаз».

В результате расчета НГС было выявлено, что используемая технология на месторождении обеспечивает низкий показатель КПД (КПД = 67%). Предложено внедрение второй ступени сепарации (НГС-2), что позволит нам достигнуть более высокого КПД (КПД<sub>общ.</sub> = 90,4%) и извлечение дополнительного газа ( $V=28000$  м<sup>3</sup>/сут.).

На данном этапе эксплуатации на месторождении имеется две газотурбинные установки «Centrax» CX 501-KB7 с турбиной «Rolls-Royce» 501KB7 и 14 газпоршневых электростанций Caterpillar G3516.

По результатам расчета суммарный объем потребления газа данными установками составляет 144816 м<sup>3</sup>/сут.

В результате внедрения второй ступени сепарации мы получим дополнительный объем газа  $V=28000$  м<sup>3</sup>/сут ( $\Sigma_{\text{общ.}}=158000$  м<sup>3</sup>/сут.), что теоретически позволит обеспечить работоспособность данных установок в полном объеме.

Остаточный газ составляет  $V=13184$  м<sup>3</sup>/сут (8,3% от общего объема) который мы можем использовать на других объектах нефтепромысла.

Таким образом, внедрение НГС №2 является рентабельным.

## Список использованных источников

1. Технологическая схема разработки Верх-Тарского месторождения. ОАО "Новосибирскнефтегаз", 2002 г.
2. Отчет о производственной деятельности НГДУ за 2002-2012 г.
3. Технологический регламент УПСВ Верх-Тарского нефтяного месторождения. Изд. ОАО "Новосибирскнефтегаз", 2011 г.
4. Щуров, В.И. "Технология и техника добычи нефти"/ В.И. Щуров.- М.: Недра,1993.
5. Бухаленко, Е.И. "Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования "/ Е.И. Бухаленко, Ю.Г. Абдулаев.- М.: Недра, 1989.
6. Леонтьев, С.А. "Расчет технологических установок системы сбора и подготовки скважинной продукции"/ С.А. Леонтьев, Р.М. Галикеев, О.В.Фоминых.- Тюмень: ТюмГНГУ, 2010.
7. Новиков, А.А. Физико-химические основы процессов транспорта и хранения нефти и газа: учебное пособие/ А.А. Новиков, Н.В. Чухарева . – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 164 с
8. Тумашев, Р.З. Когенерационная газотурбинная установка на попутных нефтяных газах с высоким содержанием тяжелых углеводородов./Р.З. Тумашев, Н.Г. Бодров // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер. "Машиностроение".- 2012
9. Агапов, Р. В. 6МВт на попутном нефтяном газе/ Р. В. Агапов, А. Н. Калинин //" Турбины и дизели ".-2008.-№ 6.- С.36-41
10. Энергоцентр Верх-Тарского месторождения работает без потери мощности// НефтьГазПромышленность.- 2007.- № 8
11. Замоторин, Р.В. Малые теплоэлектроцентрали - поршневые или турбинные/ Р.В. Замоторин. // Энергетика и промышленность России. - 2006.
12. Берлин, М. А. Переработка нефтяных и природных газов/ М. А. Берлин, В.Г. Гореченков, Н.П. Волков.- М.: Химия, 1981. - 472 с. - ил.

13. Чуракаев, А.М. Переработка нефтяных газов/ А.М. Чуракаев.- М.: Недра, 1983. - 279 с.
14. Квеско, Б.Б. “Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений ”: учебное пособие/ Б.Б. Квеско . -Томск : Изд. ТПУ, 2001.
15. <http://www.energocon.com/> Основы современной энергетики.
16. <http://www.mks-group.ru/electrical/gaspiston/info/>Газопоршневая электростанция
17. <http://www.gas-dewatering.ru/>Установки отбензинивания углеводородных газов.
18. ПБ07-601-03. Правила охраны недр. Госгортехнадзор России, 2003
19. Панов, Г.Е. Охрана окружающей среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности/ Г.Е Панов, Г.Н. Лысяный -М.: Недра,1986.
20. ГОСТ 12.0.002-2014 Система стандартов безопасности труда. Термины и определения
21. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Изменением N 1) ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
22. ГОСТ 12.1.008-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Биологическая безопасность. Общие требования.
23. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
24. СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений" (утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 1 октября 1996 г. N 21).
25. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.

26. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2).

27. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 "Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий" (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 6 апреля 2003 г.)

28. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.

29. Постановление Правительства РФ от 11.03.1999 №279 «Об утверждении Положения о расследовании и учете несчастных случаев на производстве»

30. Методические указания для выполнения раздела выпускной квалификационной работы «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»: методические указания / Г.Ю.