

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

---

Институт: Институт природных ресурсов  
Направление подготовки: Нефтегазовое дело  
Кафедра: Теоретическая и прикладная механика

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
Исследование процесса сепарации промышленного агрегата
УДК 621.928.3:532.527-047.37

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Е	Кузнецов Федор Юрьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор кафедры ТПМ	Томилин Александр Константинович	д.ф.-м. н		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭПР	Шарф Ирина Валерьевна	к.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент кафедры ЭБЖ	Кырмакова Ольга Сергеевна			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТПМ	Пашков Евгений Николаевич	к.т.н.		

Томск – 2017 г.

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

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки Нефтегазовое дело  
 Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:  
 Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

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

В форме:

магистерской диссертации
--------------------------

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ5Е	Кузнецову Федору Юрьевичу

Тема работы:

Исследование процесса сепарации в промышленном агрегате	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	23.03.2017, № 2067/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2017
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, регламент установки подготовки нефти, нормативные документы, фондовая и периодическая литература, монографии, учебники.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Обзор литературы.</li> <li>2. Постановка задачи исследования.</li> <li>3. Исследование процесса сепарации.</li> <li>4. Результаты и их обсуждения.</li> <li>5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</li> <li>6. Социальная ответственность.</li> </ol>
<b>Перечень графического материала</b>	
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	Шарф Ирина Валерьевна
<b>Социальная ответственность</b>	Кырмакова Ольга Сергеевна
<b>Способы использования нефтяного газа</b>	Баранова Анастасия Викторовна

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

Способы использования нефтяного газа

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

01.02.2017

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор кафедры ТПМ	Томилин Александр Константинович	д.ф.-м. н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Е	Кузнецов Федор Юрьевич		

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

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки Нефтегазовое дело  
 Уровень образования магистр  
 Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений  
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация
--------------------------

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела
29.09.2016	Введение	5
30.10.2016	Обзор литературы по теме ВКР	10
28.11.2016	Аналитический обзор по проблемному вопросу	10
15.12.2016	Постановка задачи исследования	5
26.12.2016	Методическая часть: методика моделирования	5
	методика расчета	
6.02.2017	Технологическая часть: Конструкция газового сепаратора	5
27.03.2017	Исследование процесса движения капли жидкости в газосепараторе	20
	Анализ и обсуждение результатов	10
15.04.2017	Оценка эффективности предложения	5
30.04.2017	Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	5
	Раздел «Социальная ответственность»	5
8.05.2017	Заключение	3
8.05.2017	Реферат	2
	Предварительная защита	–
15.05.2017	Написание пояснительной записки	3
21.05.2017	Подготовка доклада	5
28.05.2017	Оформление презентации	2
	<b>Итого</b>	<b>100</b>

**Составил преподаватель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор кафедры ТПМ	Томилин Александр Константинович	д.ф.-м. н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

Зав. Кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТПМ	Пашков Евгений Николаевич	К.Т.Н.		

## Запланированные результаты обучения ООП

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных
Р1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК- 19; ПК-
Р2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i>	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
Р3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
Р4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22;
Р5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20;
Р6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i> .	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК- 1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-
Р7	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23
Р8	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности; активно <i>владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-8; ПК-23

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 114 с., 11 рис., 20 табл., 34 источников, 1 прил.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ, ПОДГОТОВКА, СЕПАРАЦИЯ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ.

Объектом исследования является установка подготовки нефти месторождения.

Цель работы – анализ процесса сепарации нефтегазовой смеси в вертикальном центробежном сепараторе и определение условий повышения его производительности на Северо-Останинском нефтяном месторождении.

В процессе исследования проводились: математическое моделирование движения капли жидкости в промышленном аппарате и определение производительности газосепаратора.

В результате исследования установлены необходимые условия сепарации газа и даны рекомендации по увеличению степени очистки газа от капельной жидкости.

Экономическая эффективность от максимально возможного дополнительного количества жидкости, полученной в результате процесса сепарации в газосепараторе, составила 945,8048 тыс.руб.

## **Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки**

ПНГ – попутный нефтяной газ

ГПЗ – газоперерабатывающий завод

СОГ – сухой очищенный газ, сухой отбензиненный газ

ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов

СПБТ – сжиженный пропан-бутан технический

СГБ – стабильный газовый бензин

СПГ – сжиженный природный газ

GTL – gas to liquids

ДНС – дожимная насосная станция

КСП – комплексный сборный пункт

ЦПС – центральный пункт сбора

КСУ – концевая сепарационная установка

КС – компрессорная станция

БКНС – блочная кустовая насосная станция

ГПУ – газопоршневая установка

ГТЭС – газотурбинная электростанция

УПН – установка подготовки нефти

СОНМ – Северо-Останинское нефтяное месторождение

## Оглавление

Введение.....	9
1. СПОСОБЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕФТЯНОГО ГАЗА .....	11
1.1 Анализ способов использования попутного нефтяного газа.....	11
1.2 Факторы, влияющие на выбор эффективного варианта использования попутного нефтяного газа на месторождениях .....	23
2. ПРИНЦИПИАЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО ПРОМЫШЛЕННОГО АППАРАТА.....	36
3. ОПИСАНИЕ ПРОЦЕССА СЕПАРАЦИИ В ПРОМЫШЛЕННОМ АППАРАТЕ.....	45
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	61
4.1 Экономическое обоснование исследования процесса сепарации в промышленном газосепараторе с целью увеличения его производительности .....	61
4.1.1 Расчет затрат на оборудования и компоненты для проведения научных исследования. ....	62
4.1.2 Расчет заработной платы.....	62
4.1.3 Затраты на единовременные выплаты (премии).....	65
4.1.4 Страховые взносы во внебюджетные фонды.....	65
4.1.5 Расчет амортизации основного оборудования.....	67
4.1.6 Накладные расходы .....	68
4.1.7 Формирование бюджета научно-исследовательского проекта .....	68
4.2 Экономическая эффективность .....	69
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РАБОТ НА УСТАНОВКЕ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ.....	75
5.1 Профессиональная социальная безопасность .....	75
5.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария) .....	76
5.2.1. Наличие токсичных и вредных веществ.....	76
5.2.2. Пониженная температура воздуха рабочей зоны. ....	78
5.2.3. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.....	79
5.2.4. Повреждения в результате контакта с животными .....	81
5.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности) .....	83
5.3.1 Опасность поражения электрическим током .....	83
5.3.2 Травмоопасность.....	86
5.3.3 Взрывопожароопасность.....	87
5.4 Экологическая безопасность .....	88
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	89
5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	91
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	93
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	95
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	99

## **Введение**

Одной из наиболее важных проблем успешного развития современного хозяйства является снижение потребления энергии и ресурсов на базе высокоэффективных технологий, решающих вместе с этим и экологические проблемы. В нефтяной промышленности сбережение энергии и ресурсов достигается применением более экономичных технологий и техники, позволяющих снижать удельные энерго- и ресурсозатраты на добычу 1 т нефти и обеспечивающих снижение потерь углеводородов [6].

В процессе нефтедобычи в составе скважинной продукции поступает попутный нефтяной газ (ПНГ). Постановление Правительства Российской Федерации от 8 января 2009 года №7 обязало нефтяные компании обеспечить целевой показатель сжигания ПНГ на 2012 год и последующие годы в размере не более 5 %, таким образом, достижение уровня 95 % полезной утилизации ПНГ для нефтяников является актуальной проблемой [2,13].

Энергетической стратегией России на период до 2030 года предусматривается увеличение добычи нефти до 530 - 535 млн. тонн и обеспечение коэффициента утилизации попутного нефтяного газа на уровне не ниже 95 процентов. К числу основных проблем развития нефтяного комплекса относятся нерациональное недропользование и отсутствие комплексных технологий добычи и экономически эффективной утилизации попутного нефтяного газа. По минимальным оценкам в России в факелах ежегодно сжигается до 20 млрд. м<sup>3</sup> этого ценного углеводородного сырья [2,13].

Для достижения стратегических целей развития нефтяного комплекса особо остро поставлена задача максимально полной утилизации и сбережения ресурсов попутного нефтяного газа.

В настоящее время проблема утилизации попутного нефтяного газа значительно обострилась. В числе основных причин такого положения следует отметить увеличение объемов добычи и сжигания попутного нефтяного газа, приводящее к большим потерям ценных компонентов –

легких жидких углеводородных фракций, являющихся сырьем для получения нефтехимических продуктов.

Поэтому рассматриваемая и решаемая в работе проблема степени использования попутного нефтяного газа на Северо-Останинском нефтяном месторождении является актуальной.

Для решения проблемы рационального использования попутного нефтяного газа требуется разработка и внедрение технологий сепарации нефти, сбора и утилизации попутного нефтяного газа с учетом уже сложившейся инфраструктуры района добычи.

Целью работы является теоретический анализ процесса сепарации нефтегазовой смеси в вертикальном центробежном сепараторе и определение условий повышения его производительности.

Для достижения поставленной цели в диссертационной работе сформулированы основные задачи исследования:

1. Анализ существующего оборудования и технологий для очистки попутного нефтяного газа от капельной жидкости;
2. Моделирование структуры газожидкостного потока в вихревом аппарате;
3. Теоретическое описание процесса сепарации нефтегазовой смеси в вертикальном центробежном сепараторе с целью повышения эффективности массообмена в аппарате;
4. Рекомендации по выбору оптимальных параметров работы вихревых аппаратов для очистки попутного нефтяного газа от капельной жидкости.

# **1. СПОСОБЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕФТЯНОГО ГАЗА**

## **1.1 Анализ способов использования попутного нефтяного газа**

Попутный нефтяной газ (ПНГ) - это смесь углеводородных и неуглеводородных газов и паров, находящихся как в свободном, так и в растворенном состоянии, поступающих совместно с нефтью (из нефтяных добывающих скважин) на объекты обустройства нефтяных месторождений [1].

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

Сбор, подготовка и использование ПНГ считается неотъемлемой частью общей структуры обустройства месторождений, в составе проектных технологических документов на разработку нефтяных месторождений предусматривается выполнение следующих задач:

- расчет годовых объемов извлечения ПНГ;
- расчет накопленной добычи газа по годам с целью выбора способа его использования;
- определение физико-химических характеристик ПНГ и описание его потребительских свойств;
- определение возможных потребителей ПНГ и продуктов его переработки;
- выбор оборудования и технологий по использованию ПНГ;
- оценка экологических вариантов использования ПНГ;
- технико-экономические расчеты (ТЭР) вариантов использования и достигаемый максимальный коэффициент использования ПНГ [2].

Использование ПНГ в Западной Сибири осуществляется в двух основных направлениях: транспортировка потребителю (на ГПЗ, в систему ОАО «Газпром») и использование в пределах месторождения (на местные

нужды, закачка в пласт, переработка в жидкие продукты). Варианты использования ПНГ приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Варианты использования попутного нефтяного газа [1]

<b>Направление использования</b>	<b>Вариант</b>
1. Закачка газа на отсроченное хранение	1. Закачка в подземное хранилище газа
	2. Организация водо-газового воздействия
	3. Организация газового воздействия
	4. Организация термоводогазового воздействия
2. Подготовка и транспортировка газа до потребителя	5. Транспорт газа на ГПЗ
3. Переработка газа	6. Переработка с получением СОГ, ШФЛУ (СОГ, СПБТ, СГБ)
4. Транспортировка в иных агрегатных состояниях	7. Сжижение газа с получением СПГ, ШФЛУ (СПГ, СПБТ, СГБ)
	8. Перевод и транспортировка в газогидратной форме
5. Газохимия	9. Получение метанола
	10. Получение синтетических жидких углеводородов (GTL)
6. Выработка электроэнергии	11. Выработка электроэнергии на автономных электростанциях (АвЭС)
7. Выработка тепловой энергии	12. Выработка тепловой энергии на котельных, печах
8. Выработка механической энергии	13. Выработка механической энергии для привода динамического оборудования

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

Варианты 2 – 4. Нефтяной газ можно использовать на месторождениях для поддержания пластового давления и увеличения нефтеотдачи. Существует несколько способов закачки газа в пласт. В первом случае объемы закачки ограничены возможностями перемычки между газовой шапкой и нефтяными пластами, не допускающей прорыва газа в нефтяные горизонты. Во втором случае закачка может осуществляться либо в специально созданные подземные хранилища, либо в природные резервуары.

1. Непосредственная закачка подготовленного нефтяного газа в пласт. Газ снижает вязкость и плотность нефти, растворяясь в ней, увеличивает ее подвижность, благодаря малой плотности газ проникает в верхнюю часть пласта и способствует увеличению коэффициента охвата пласта вытеснением. Нефтяной газ можно применять в гидрофобном коллекторе. Недостатком являются существенные затраты на создание необходимой инфраструктуры.

2. Водогазовое воздействие. Существует два вида закачки в пласт водогазовой смеси: совместная (газ смешивается с водой, полученная смесь закачивается в пласт); попеременная закачка газа и воды. При совместной закачке в процессе смешения жидкости и газа образуется мелкодисперсная газожидкостная смесь с пенообразующими ПАВ, которая закачивается в пласт. При попеременной закачке сначала нагнетается газ, создается газовая оторочка, которая продавливается водой. Для изменения направления потоков фильтрации в пласте при закачке газа чередуют работу нагнетательных скважин. Недостатками обоих методов являются гравитационное разделение фаз в пласте и существенные затраты на оборудования [3].

Вариант 5 подразумевает транспортировку на близлежащий газоперерабатывающий завод.

Мультифазный транспорт. Для уменьшения затрат на строительство ДНС и газопроводов при небольших объемах добычи нефти и газа применяется совместный транспорт продукции скважин до ближайшего объекта подготовки нефти и газа (ДНС, КСП, ЦПС). Мультифазный транспорт может быть отнесен к способу утилизации ПНГ в случае, если в пункте доставки (ДНС, КСП, ЦПС и др.) находится потребитель газа, существует система дальнейшего транспорта к потребителю или находится установка переработки.

В зависимости от способа и объемов добычи, а также расстояния совместный транспорт может осуществляться только добывающими

насосами или дополнительно устанавливаемыми мультифазными насосами (МФН).

Положительной стороной использования мультифазных насосов является:

- сокращение площадей нарушенных земель;
- уменьшение выбросов вредных веществ в окружающую среду в месте добычи;
- высокая надежность;
- сокращение объектов социально-бытовой сферы.

Отрицательной стороной является высокое энергопотребление.

Бескомпрессорный транспорт. Бескомпрессорная подача ПНГ I ступени сепарации потребителю возможна на ограниченные расстояния с обеспечением утилизации ПНГ до 80 % объема.

Использование бескомпрессорного транспорта ПНГ для обеспечения его использования возможно по следующим направлениям:

- транспорт ПНГ внутри одного лицензионного участка. Транспорт ПНГ осуществляется с малых установок подготовки нефти до крупных КСП или ЦПС, на которых существуют объекты использования газа;
- транспорт ПНГ между лицензионными участками. ПНГ транспортируется на лицензионный участок, на котором имеются объекты для его дальнейшего использования;
- транспорт ПНГ до ГПЗ. При этом используется только газ первой ступени сепарации, поскольку только он имеет давление, необходимое для обеспечения транспорта.

При бескомпрессорной транспортировке ПНГ давление газа на входе в газопровод может составить 0,3-0,6 МПа (изб.), давление потребителя 0,1-0,3 МПа (изб.). Газ в газопровод подается после сепарации от капельной жидкости (нефти, углеводородного конденсата, воды), но неосушенный, с температурой 5-60 °С. Газопроводы, как правило, прокладываются подземно.

При транспорте газ охлаждается летом примерно до плюс 10 °С, зимой - до минус 2-5 °С.

Транспортировка неподготовленного газа (неосушенного и неотбензиненного) практически всегда является двухфазным, с выделением по трассе обводненного углеводородного конденсата и опасностью образования кристаллогидратов. Жидкие пробки, скапливающиеся на пониженных участках, вызывают пульсацию трубы, снижают ее пропускную способность, осложняют подачу газа потребителю. Образующиеся кристаллогидраты (твердая рыхлая масса) могут выноситься потоком газа и расплавляться, в худшем случае кристаллогидраты снижают пропускную способность газопровода или закупоривают его полностью.

Надежность бескомпрессорной транспортировки обеспечивается:

- определением оптимального диаметра газопровода;
- периодическим выводом конденсата по трассе;
- подачей ингибитора гидратообразования - метанола;
- периодической очисткой газопровода очистными устройствами.

Положительные стороны бескомпрессорного транспорта:

- отсутствие на территории месторождения технологических сооружений (компрессорных станций, установок осушки газа), требующих наличия высококвалифицированного персонала по эксплуатации и ремонту, ремонтной базы;
- наличие только линейных сооружений, что сокращает сроки строительства.

Отрицательной стороной является ограничение расстояния транспортировки.

Компрессорный транспорт. Для увеличения объема утилизации ПНГ до 90-95 % необходимо транспортировать ПНГ II и III ступеней сепарации.

В зависимости от состава пластовой нефти, температуры процесса объем газа II-III ступеней сепарации (другое название – газ конечных

ступеней сепарации) составляет 10-20 % от общего объема ПНГ. Давление газа находится в пределах:

- для II ступени - 0,1-0,2 МПа (изб.);
- для III ступени (КСУ) - 0,005 МПа (изб.).

В случае если на месторождении обеспечивается транспорт газа I ступени сепарации, то газ конечных ступеней сепарации компримируется на ВКС и подается совместно с газом I ступени в газопровод, при этом утилизация составляет 90-95 %.

При удаленности ГПЗ от населенных пунктов свыше 30-50 км необходима строительство компрессорных станций.

При вводе в эксплуатацию отдаленных месторождений для подачи газа на действующие ГПЗ требуется его дополнительное компримирование. При повышении давления транспортировки усугубляется проблема гидратообразования в газопроводе: чем выше давление, тем выше температура, при которой образуются гидраты, следовательно, появляется необходимость в осушке компримированного газа.

Особенностью такой транспортировки является неравномерность загрузки оборудования компрессорной станции по годам в связи с изменением динамики добычи нефти и газа от минимума до максимума и затем падение до минимума. Технологическое оборудование разрабатывается на определенную производительность и может устойчиво работать в диапазоне 70-100 %. Для обеспечения утилизации газа в объеме 70-80 % от объема добычи требуется 2-3 технологические линии.

Таким образом, компрессорная транспортировка осушенного газа потребителю повышает надежность системы, хотя и остается двухфазным. При этом высока вероятность в выводе малообводненного конденсата по трассе.

С экономической точки зрения компрессорная транспортировка характеризуется высокими капитальными и эксплуатационными затратами. Оптимальным вариантом для компрессорной транспортировки может стать

ситуация, при которой на КС подается ПНГ под собственным давлением с нескольких месторождений, максимумы добычи газа которых сдвинуты по годам, что обеспечивает стабильную загрузку оборудования компрессорной станции на продолжительный период [3].

Вариант 6 предусматривает строительство на нефтяном промысле мини-ГПЗ и обеспечение нефтедобывающих компаний собственными газоперерабатывающими мощностями для получения целевых продуктов газопереработки, сухого отбензиненного газа, сдаваемого в магистральный газопровод и широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), или разделения ШФЛУ на смесь пропан-бутановую техническую (СГТБТ), и стабильный газовый бензин (СГБ), смешиваемого с товарной нефтью.

Краткий обзор возможных технологий извлечения тяжелых углеводородов из ПНГ приведен ниже. Эти технологии используются и на ГПЗ, и на малогабаритных установках. Помимо этих технологий для выделения отдельных фракций углеводородов могут использоваться также такие химические технологии, как ректификация, абсорбция, адсорбция.

Фракции  $C_{3+}$  из газов можно выделить несколькими способами:

1. Путем охлаждения газа:

- за счет эффекта Джоуля-Томсона;
- с использованием турбодетандерного агрегата (ТДА);
- с применением пропанового холодильного цикла (ПХЦ);
- за счет испарения циркулирующей многокомпонентной жидкости;
- комбинированным способом (с использованием, например, ПХЦ и ТДА) [4].

2. Путем низкотемпературной абсорбции тяжелых углеводородов с последующим извлечением из них абсорбента при регенерации.

3. Путем адсорбции целевых компонентов из газа с последующим извлечением их из газов регенерации.

4. Путем использования сверхзвуковых технологий.

*Технология извлечения жидких углеводородов за счет эффекта Джоуля-Томсона.*

Ее преимуществами являются простота, относительно невысокая стоимость и устойчивость к колебаниям объемов перерабатываемого газа. К недостаткам относятся сравнительно низкая степень извлечения целевых компонентов  $C_{3+}$ , значительное снижение давления газа для охлаждения, дополнительные компрессорные мощности для повышения давления на входе в установку.

*Использование турбодетандерного агрегата.*

В отличие от рассмотренной выше технологии охлаждение газа осуществляется более эффективно за счет его расширения в ТДА и совершения при этом работы. Недостатками технологии являются высокая стоимость ТДА, а также снижение давления газа на выходе установки.

*Использование пропанового холодильного цикла.*

Данная технология наиболее часто применяется для сравнительно неглубокого (в среднем 60-85 %) извлечения из газа целевых углеводородов  $C_{3+}$ . Преимущество технологии заключается в высокой стабильности ведения процесса отбензинивания газа и сохранении давления газа на выходе с установки, недостатком являются большие капитальные вложения на создание холодильного цикла.

*Комбинированные технологии извлечения тяжелых углеводородов с использованием ПХЦ и ТДА.*

Преимуществами технологий являются высокая (до 99%) степень извлечения из газа целевых компонентов и возможность максимального сохранения давления сырого газа. К недостаткам можно отнести более высокие капитальные вложения и сложное технологическое оборудование, требующее квалифицированного обслуживания.

*Технология низкотемпературной абсорбции.*

В установке используется селективный абсорбент, позволяющий извлекать из газа фракцию  $C_{3+}$ . Данная технология характеризуется

сравнительно высокими показателями извлечения целевых компонентов  $C_{3+}$  из ПНГ. Однако из анализа мирового опыта применения технологии следует, что ее нельзя считать более эффективной по сравнению с технологиями, основанными на низкотемпературной обработке газа. Для абсорбционных установок по сравнению с установками с применением ПХЦ и ТДА требуются большие капитальные вложения, эксплуатационные затраты и площадь застройки. В мировой практике сложилась тенденция замены абсорбционной технологии низкотемпературной.

#### *Адсорбционная технология.*

Этот один из наиболее старых способов отбензинивания газа в настоящее время стал перспективным в результате разработки новых высокоэффективных сорбентов. Указанная технология является модификацией процесса адсорбционной осушки газа и в основном предназначена для совместного процесса осушки и отбензинивания газа. В отличие от процесса осушки при охлаждении газов регенерации получают дополнительно жидкую углеводородную фракцию, представляющую собой смесь углеводородов (фракцию  $C_{3+}$ ). Технология позволяет максимально сохранить давление сырого газа. Ее недостатками являются высокая стоимость установок, необходимость использования дополнительных источников холода для обеспечения высокой степени извлечения фракции  $C_{3+}$  из газа регенерации.

*Технология извлечения тяжелых углеводородов путем охлаждения газа за счет холода циркулирующей многокомпонентной жидкости.*

Она является аналогом обработки газа с использованием ПХЦ. В отличие от ПХЦ хладагентом служит многокомпонентная жидкость. Кроме того, в технологии используется абсорбционный эффект циркулирующей жидкости. Преимущество технологии заключается в возможности максимального сохранения давления сырого газа и одновременного извлечения требуемого количества тяжелых углеводородов. Недостатком ее

является необходимость использования дополнительных компрессорных мощностей для сжатия циркулирующего потока.

#### *Сверхзвуковые технологии.*

Сверхзвуковые сепараторы сравнительно недавно стали применяться для извлечения целевых компонентов. Развитие этой технологии основаны на использовании достижений аэродинамики. Преимуществами являются малогабаритность, отсутствие движущихся частей. К недостаткам относят снижение давления исходного газа, высокое давление на входе в установку, что может потребовать дополнительных компрессорных мощностей [4].

Указанные технологии используются как на крупных газоперерабатывающих заводах, так и на малогабаритных установках по переработке ПНГ.

Вариант 7 подразумевает переработку и сжижение газа с получением сжиженного природного газа на месторождении, транспортируемого в сжиженном состоянии на ГПЗ, с последующей регазификацией и сдачей в магистральный газопровод и широкой фракции легких углеводородов, транспортируемой до потребителя по железной дороге или разделении ШФЛУ на смесь пропан-бутановую техническую (СГТБТ), транспортируемую до потребителя по железной дороге и стабильный газовый бензин (СГБ), смешиваемого с товарной нефтью [5].

Вариант 8 подразумевает перевод ПНГ в газогидратную форму, транспортируемого в гидратном состоянии, последующей регазификации, осушки и сдачи потребителю. Для реализации этого направления необходимо в первую очередь подготовить газ, т.е. отделить от него ЛЖУ, а иногда этан и пропан, поскольку как технологии СПГ, так и транспорт в газогидратной форме разработаны для чистого метана.

Вариант 9 подразумевает газохимическую переработку с получением метанола, транспортируемого до потребителя по железной дороге. Получение метанола является одной из самых простых отработанных практически газохимических технологий. Метанол весьма востребованный

продукт и используется как ингибитор гидратообразования, а также для последующих химических переделов (получение смол, пластмасс).

Вариант 10. Технология GTL («Gas To Liquids», GTL) представляет собой процессы синтетического преобразования природного газа в жидкие углеводороды и производства моторного топлива, включая бензин, дизельное топливо и масла. Обычно GTL-процесс рассчитан на утилизацию метана, однако может быть реализован и для углеводородных фракций  $C_3$ — $C_4$  и углеводородов более высокой молекулярной массы, то есть вполне применим к ПНГ и ШФЛУ. Применение технологий GTL позволяет вовлечь в хозяйственный оборот те запасы природного газа и ПНГ, которые считаются экономически неэффективными из-за отсутствия транспортной инфраструктуры или удаленности месторождений. Эффективность данных технологий определяется во многом ценами на нефть и уровнем инвестиций в создание мощностей на основе данной технологии.

Существует значительный потенциальный рынок для получаемых по схеме GTL высококачественных видов топлива, характеризующихся низким содержанием вредных примесей. Однако производство синтетических жидких углеводородов (СЖУ) по схеме GTL технологически сложно и требует высоких капитальных затрат.

Основные проблемы и ограничения применения данной технологии связаны со следующими обстоятельствами:

- недостаточно освоенная технология;
- при преобразованиях газа в циклах химических превращений происходят значительные потери исходного сырья;
- существуют проблемы с выделением и утилизацией тепла в циклах химических превращений: производство характеризуется высокой энергоемкостью;
- нет надежных оценок экономической эффективности данной технологии; по оценкам ряда экспертов реализация технологии требует

значительных инвестиций и сопряжена с большим сроком окупаемости;

- развитие обычной нефтепереработки позволяет получать топливо с высокими экологическими характеристиками с использованием менее капиталоемких и рискованных технологий.

К преимуществам данной технологии можно отнести:

- высокое качество получаемой продукции (малосернистость, высокое октановое число);
- широкий рынок получаемой продукции;
- продукты не ядовиты, не токсичны;
- транспортировка может осуществляться при нормальном давлении;
- тепловая энергия, получаемая как побочный продукт, может быть востребована рынком.

Вариант 11 – 13. ПНГ может использоваться на месте добычи в качестве топлива для выработки тепловой, электрической или механической энергии. В качестве энергоресурса ПНГ может использоваться как в исходном виде, так и после переработки.

Чаще всего ПНГ сжигают в котельных или специальных агрегатах для теплоснабжения производственных зданий и сооружений, расположенных на месторождении или вблизи него, для обогрева вспомогательных объектов или объектов социально-бытового назначения (складских помещений, автостоянок и гаражей, теплиц, оранжерей, спортивных залов и др.). Широкое распространение находит строительство на месторождениях промысловых электростанций, работающих на ПНГ, поскольку при этом решаются проблемы энергообеспечения перечисленных ранет объектов.

Использование ПНГ в качестве энергоресурса позволяет предприятию:

- обеспечить определенную энергетическую независимость промысла от других источников тепловой и электрической энергии;

- снизить затраты на энергетическую составляющую в себестоимости и тем самым повысить эффективность производства конечной продукции;
- получать дополнительную выручку от реализации электроэнергии;
- частично избежать сжигания ПНГ в факелах;
- сократить протяженность (вплоть до полной ликвидации) коррозионно-опасных коммуникаций, к которым относятся внешние газосборные сети.

ПНГ в качестве источника энергии при обеспечении различных производственных процессов на нефтепромыслах. Так, благодаря применению ПНГ можно осуществить замену электроприводов на газотурбинные приводы:

- на транспортных компрессорных станциях (КС);
- блочных кустовых насосных станциях (БКНС);
- дожимных насосных станциях (ДНС);
- штанговых глубинных насосных установках (ШГН).

## **1.2 Факторы, влияющие на выбор эффективного варианта использования попутного нефтяного газа на месторождениях**

Факторы, влияющие на выбор эффективного варианта использования попутного (растворенного) нефтяного газа:

### **1) геолого-технические:**

- объем запасов и динамика добычи попутного (растворенного) нефтяного газа;
- территориальное разделение запасов;
- компонентный состав ПНГ;
- существующая инфраструктура, расстояние до потребителей;
- технические возможности (оборудование, технологии);
- степень использования (утилизации) ПНГ, установленный в лицензионном соглашении;

2) экономические:

- цены на ПНГ и продукты его переработки;
- налоги;
- размер штрафов за сжигание ПНГ сверх разрешенного;
- величина капиталовложений на строительство объектов по использованию ПНГ;
- величина затрат на эксплуатационные нужды.

Основой для выбора вариантов использования ПНГ и расчета экономической целесообразности служат геолого-физические характеристики лицензионного участка [2].

*Объем запасов ПНГ.* При выборе вариантов использования ПНГ большое значение имеет объем запасов попутного газа. При определении запасов месторождений обязательному подсчету подлежат запасы не только нефти, но и газа, конденсата и содержащихся в них компонентов (этана, пропана, бутанов, серы, гелия, металлов и др.). Подсчет и учет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, производятся по каждой залежи отдельно и месторождению в целом, по наличию их в недрах без учета потерь при разработке месторождений.

Количество извлекаемых запасов нефти, газа и конденсата устанавливается на основе подтвержденных государственной экспертизой специальных технологических и технико-экономических расчетов, выполненных по вариантам и обосновывающих соответствующие коэффициенты извлечения, технологии добычи с учетом соблюдения требований по охране недр и окружающей среды.

В настоящее время существует целый ряд классификаций месторождений нефти и/или газа, в том числе содержащих газовые и газоконденсатные залежи. В соответствии с этими классификациями залежи и месторождения группируются по какому-либо одному признаку: форме

ловушек, условиям залегания, фазовому составу флюидов, величине извлекаемых запасов и др.

Классификация по величине газового фактора условно выделяет месторождения с низким, средним и высоким газовым фактором. Как известно, газовый фактор - это объем газа (приведенный к нормальным условиям), поступающий из скважины вместе с единицей объема нефти в нормальных условиях. Фактический газовый фактор, определяемый по материалам опробования скважин, может значительно превышать содержание ПНГ как за счет поступления в скважину газа из газонасыщенных пропластков, газовой шапки, так и за счет газа, выделившегося из нефти, оставшейся в пласте в неподвижном состоянии.

Величина газового фактора и углеводородный состав добываемого ПНГ зависят не только от компонентного состава пластовой нефти, но и от наличия свободного газа в пласте, положения скважин на структуре, литологического состава пород у забоя скважины, расстояния от скважины до газо- и водонефтяного контактов, способа эксплуатации скважин (например, газлифт), условий сепарации пластовой нефти и пр.

Анализ объемов годовых уровней добычи ПНГ по месторождениям ХМАО - Югры показал, что классифицировать месторождения по объемам добычи ПНГ только по одному признаку - величине залежи некорректно, поскольку количество ПНГ зависит от нескольких показателей: запасов, темпов отбора нефти, величины газового фактора. При обосновании граничных значений объемов добычи ПНГ необходимо также учитывать ряд технико-экономических параметров существующих способов использования ПНГ.

Таким образом, следует выделять месторождения в зависимости от объемов добычи ПНГ за 10-летний период:

- мелкие (от 100 млн м<sup>3</sup> газа);
- малые (от 100 до 300 млн м<sup>3</sup> газа);
- средние (от 300 до 1000 млн м<sup>3</sup> газа);

- крупные (от 1 до 5 млрд м<sup>3</sup> газа);
- уникальные (более 5 млрд м<sup>3</sup> газа).

В группу мелких, малых и средних месторождений, кроме перечисленных, могут также входить крупные и уникальные по запасам нефти месторождения, но с небольшими темпами отбора нефти и низкой величиной газового фактора. В группу крупных и уникальных по объемам добычи ПНГ месторождений также могут быть включены средние по запасам нефти месторождения с высоким газовым фактором.

На мелких месторождениях наиболее приемлемыми вариантами утилизации ПНГ являются:

- использование на собственные нужды месторождения: выработка электроэнергии, тепловой энергии (для обогрева административно-бытовых зданий и производственных помещений, подогрева нефти и пр.), газотурбинные приводы насосов и компрессоров;
- совместный транспорт нефти и газа до объектов подготовки;

На малых и средних месторождениях рекомендуется применять следующие варианты использования ПНГ:

- использование на собственные нужды месторождения;
- совместный транспорт нефти и газа до объектов подготовки;
- транспорт ПНГ;
- первичная переработка ПНГ на промысле с получением сухого газа (C<sub>1</sub>- C<sub>2</sub>), пропан бутана (СПБТ), газового конденсата (C<sub>5</sub>-C<sub>7</sub>), широкой фракции легких углеводородов;
- закачка газа в пласт с целью его последующего использования или для повышения нефтеотдачи пластов.

Для крупных и уникальных месторождений возможным является многофункциональное использование ПНГ, в том числе:

- переработка ПНГ на промысле: первичная переработка с получением сухого газа (C<sub>1</sub>-C<sub>2</sub>), пропан-бутана (СПБТ), газового конденсата (C<sub>5</sub>-

- C<sub>7</sub>), широкой фракции легких углеводородов; вторичная переработка газового конденсата в газовый бензин и дизельное топливо;
- выработка электроэнергии;
  - химическая переработка газа;
  - транспорт ПНГ;
  - закачка газа в пласт с целью его последующего использования или для повышения нефтеотдачи пластов [2].

*Динамика добычи ПНГ.* Объем ПНГ - объем газа, извлеченного вместе с нефтью из недр при эксплуатации нефтяного месторождения за определенный промежуток времени, с учетом его качественной характеристики.

Объем НГ определяется как произведение объема добываемой нефти и газового фактора по формуле:

$$V_{г} = Q_{н} \cdot \Gamma_{ф} \cdot 10^{-3}, \quad (1)$$

где  $V_{г}$  – объем нефтяного газа, млн м<sup>3</sup>;

$Q_{н}$  - добыча нефти, тыс. т;

$\Gamma_{ф}$  - газовый фактор, м<sup>3</sup>/т.

Исходной информацией для расчета объемов добычи газа являются следующие данные: объем добычи нефти по утвержденным технологическим схемам, текущий объем добычи ПНГ, газовый фактор добываемой нефти.

На основании этих данных составляются объемы добычи ПНГ по каждому объекту (месторождению, лицензионному участку, предприятию, региону) в динамике по годам.

При определении вариантов использования ПНГ учитывается газ, остающийся после удовлетворения внутренних потребностей месторождения (печи подогрева нефти, ГПУ, ГТЭС, котельные).

На начальной стадии эксплуатации месторождения оно характеризуется наиболее низким газовым фактором, который со временем повышается. Таким образом, после того как извлечено около 60 % запаса

месторождения, добыча газа может вырасти в три раза по сравнению с объемами на начальной стадии разработки месторождения.

Подобное явление объясняется условиями формирования залежи, неоднородностью литологического состава пород, наличием приконтурных вод, газовых шапок и др. Поэтому при решении конкретных вопросов использования попутного нефтяного газа используют усредненный газовый фактор.

*Территориальное разделение запасов.* Наиболее целесообразным является определение групп месторождений, на которых возможно комплексное использование запасов ПНГ, так как при транспорте или переработке газа удельные капитальные затраты на строительство и на содержание объектов инфраструктуры снижаются в больших объемах.

Территориальное разделение запасов (группировку) следует проводить по географическому или технологическому признаку.

При группировке по географическому признаку выделяются месторождения, находящиеся в непосредственной близости имеющие общую транспортную инфраструктуру. В пределах одной нефтяной компании может быть определено несколько групп.

Группировка по технологическому признаку отражает группы месторождений, соединенных между собой технологическими трубопроводами (в том числе газопроводами), имеющих компрессорную станцию или ГПЗ на одном из них. Должны учитываться как действующие, так и законсервированные трубопроводы. Также необходимо включать в группу месторождения с планируемыми к строительству трубопроводами. Наличие на месторождении КС или ГПЗ позволяет централизовать сбор ПНГ с находящихся в технологической близости месторождений.

В зависимости от наличия (или отсутствия) на месторождениях системы использования ПНГ (объектов сбора, транспорта, переработки ПНГ, выработки электроэнергии и др.) и географического расположения лицензионных участков варианты использования ПНГ определяются для

каждой группы месторождений. При последующем анализе и выборе способа утилизации ПНГ можно работать как внутри группы, так и между группами, выбирая наиболее приемлемые варианты.

*Компонентный состав ПНГ.* Важной характеристикой при определении варианта использования ПНГ является его компонентный состав. Компонентный состав ПНГ различен для разных месторождений и площадей. Более того, он изменяется как в пределах одной и той же залежи нефти, так и во времени.

Содержание в пластовой нефти основных углеводородов определяет потенциальные объемы нефтяного газа, а также его углеводородный состав.

По соотношению метана и его гомологов ПНГ делится:

- на «сухой» или «тощий» (содержание  $\text{CH}_4$  свыше 85 %,  $\text{C}_2\text{H}_6$  + высшие от 10% до 15%);
- «жирный» (содержание  $\text{CH}_4$  от 60 % до 85 %,  $\text{C}_2\text{H}_6$  + высшие более 15 %).

Для «сухих» газов, компонентный состав которых близок к природному газу, наиболее приемлемыми технологиями использования являются транспорт до ГПЗ и выработка электроэнергии, переработка теряет смысл из-за низкого выхода товарных продуктов.

Для «жирных» газов наиболее предпочтительной технологией является первичная переработка на промысле с выделением товарных продуктов (СОГ, СПБТ и газового конденсата). Чем больше процентное содержание  $\text{C}_2\text{H}_6$  + высшие, тем больше выхода товарной продукции и тем более эффективен проект. При переработке газа с высоким содержанием  $\text{C}_2\text{H}_6$  + высшие на удаленных (более 100 км) от ГПЗ месторождениях проект также будет являться эффективным.

В компонентном составе ПНГ месторождений Западной Сибири преобладают (до 95 %) углеводородные газы (метан, этан, пропан и др.). Для Иркутской области характерно присутствие в ПНГ промышленно значимых объемов гелия. Поэтому в данном случае одним из важных элементов

переработки ПНГ является выделение стратегического сырья - гелия. ПНГ Поволжского региона содержит значительное количество сероводорода, а на отдельных месторождениях Удмуртии - азот и углекислый газ.

Для ПНГ, содержащего сероводород, одним из обязательных требований перед его дальнейшим применением является проведение сероочистки. Использование газа, содержащего азот в значительных количествах, нерентабельно, и для таких месторождений рекомендуется вывод объемов ПНГ за балансовый учет. При значительной концентрации углекислого газа в ПНГ наиболее применима технология его закачки в пласт для повышения нефтеотдачи пластов.

*Существующая инфраструктура, расстояние до объектов использования ПНГ.* При определении вариантов использования ПНГ особое внимание обращается на наличие и расстояние до следующих объектов:

- газоперерабатывающих комплексов;
- других перерабатывающих мощностей (в том числе принадлежащих другим компаниям);
- газо- и продуктопроводов;
- автономных электростанций, использующих в качестве топлива попутный газ;
- подстанций и сетей централизованной системы энергоснабжения,
- автомобильных дорог (в том числе сезонных и круглогодичных);
- железнодорожных станций;
- потребителей ПНГ и продуктов его переработки;
- населенных пунктов.

Например, от расстояния до ГПЗ зависит вид транспорта (бескомпрессорный или компрессорный) и стоимость перекачки (транспорт) ПНГ. При значительных расстояниях (более 200 км) и соответствующих объемах сырья целесообразно строительство нового ГПЗ или установки переработки ПНГ. От расстояния до существующей инфраструктуры объектов электроэнергетики зависит целесообразность автономного

электроснабжения на промысле. От близости автомобильных дорог и железнодорожных станций зависит выбор места размещения установки переработки ПНГ, объем реализации продуктов переработки ПНГ.

Таким образом оценивается возможность размещения объектов в районе нефтегазодобычи. Подбираются участки, обеспечивающие минимум затрат на освоение и эксплуатацию (минимальная протяженность планируемых к строительству транспортных и инженерных коммуникаций, удаленность площадки от мест проживания потенциальных работников, удаленность и мощность базы стройиндустрии и пр.).

На выбор вариантов размещения объектов переработки ПНГ и транспортных схем отгрузки оказывают влияние:

- расположение сырьевых источников (месторождений нефти и газа);
- существующие объекты переработки;
- наличие транспортных коммуникаций;
- наличие пунктов отгрузки;
- наличие и квалификация рабочих кадров.

*Технические возможности (оборудование, технологии).* Прежде чем определять способы утилизации ПНГ на месторождениях, необходимо дать оценку существующей в нефтяной компании системе использования ПНГ, наличию и характеристике используемого оборудования и технологий, применяемых на данном предприятии для утилизации ПНГ, уровню загрузки и возможности увеличения производительности существующих мощностей. Кроме того, имеет значение характеристика перерабатывающих мощностей на месторождениях других компаний, работающих в данном регионе.

При подборе оборудования и выборе технологии для утилизации ПНГ учитывается:

- применение их в России и мировой опыт;
- соответствие принятым стандартам и нормам;
- основные показатели, характеризующие данный процесс (давление, температура, скорость реакции и др.);

- источники и порядок приобретения технологии (покупка лицензии, прямая закупка технологии, создание совместного предприятия с участием его владельца - поставщика технологии);
- требования к первичной подготовке газа для каждой технологии (необходимость осушки, удаления серы и пр.);
- принципиальные требования к основному технологическому оборудованию;
- характеристики агрегатов, установок, требуемое количество расходных частей (катализатор, адсорбент, реагенты).

С точки зрения технических возможностей определяемые варианты должны отвечать следующим требованиям:

- функциональная пригодность технологии, обеспечивающая выход товарной продукции в достаточном количестве и надлежащего качества;
- высокая надежность объекта, обеспечивающая длительный срок эксплуатации, безопасность;
- возможность реализации проектной технологии на базе отечественного или импортного оборудования.

Ввиду неравномерности добычи ПНГ во времени (максимальная добыча ПНГ в течение нескольких лет, а затем устойчивое снижение объемов его добычи) существует зависимость использования технологического оборудования от динамики добычи попутного газа, которую следует учитывать при определении вариантов утилизации газа и подборе оборудования.

Также на выбор варианта оказывает влияние достижение уровня использования (утилизации) ПНГ, установленного в лицензионном соглашении. Приоритетным при выборе является вариант, при котором достигается максимальный уровень утилизации. Как правило, максимальный уровень за весь рассматриваемый период достигается при использовании вариантов транспорта газа.

*Цена на ПНГ и продукты его переработки. Налоги.* В случае месторождений Западной Сибири, которые по запасам и объемам добычи ПНГ относятся к средним, пятью наиболее приемлемыми вариантами использования ПНГ являются [2]:

- 1) транспортировка газа до компрессорной станции;
- 2) выработка электроэнергии;
- 3) переработка ПНГ и фракционирование нефти. Получение бензола, присадки АРУ С<sub>7</sub>, бензина АИ-93, дизельного топлива;
- 4) переработка ПНГ и получение СПБТ;
- 5) переработка газа и получение концентрата ароматических углеводородов (ВТК).

*Размер штрафных санкций за сжигание ПНГ.* Их необходимо сравнивать с капитальными затратами на строительство газопроводов, компрессорных станций и других объектов, позволяющих использовать ПНГ [2].

В последнее десятилетие рынок потребления природного газа претерпел существенные изменения. Все больше потребителей предпочитают покупать сжиженный природный газ (СПГ), причем как поставщики, так потребители имеют свои стандарты, которым должно соответствовать отпускаемое сырье. Кроме того, природный газ из разных месторождений отличается по своему составу, для его переработки требуются различные технологии. Транспортируемый по газопроводам природный газ отличается по своим характеристикам от СПГ.

Все эти проблемы можно условно разделить следующим образом:

#### 1. Проблемы технологии.

Переработка природного газа месторождений преследует следующие цели:

- очистка от вредных примесей: CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S и меркаптанов (слабые по агрессивности кислоты), вызывающих коррозию оборудования;
- отделение тяжелых фракций, затрудняющих перекачку природного газа по газопроводам;

- отделение веществ, отрицательно влияющих на энергетические показатели сырья.

Удаление кислотных примесей происходит в аминовых установках, использующих прямое химическое поглощение (ощелачивание) природного газа. Переработка сырья с большим содержанием меркаптанов требует особых технологий.

Отделение тяжелых углеводородов не только предотвращает образование жидкой фазы в газопроводах, но и выделяет важные для промышленности газы – пропан–бутан, которые широко используются для автотранспорта, в быту и для промышленных предприятий. На рынок поступает сжиженный углеводородный газ (СУГ).

Эти проблемы являются актуальными как для поставщика, так и для потребителя и их решение не вызывает разногласий между участниками рынка. В то же время требования по теплотворной способности газа в разных странах отличаются, что требует не только согласования на уровне договорных актов, но и возможной перестройки технологических процессов подготовки сырья к реализации.

2. Способ транспортировки природного газа обуславливает не только различную технологическую подготовку природного газа, но и решение вопросов с транспортом (строительство, аренду или покупку газозовов, производство изотермических цистерн и т.д.). Однако решение этих вопросов сулит выгодные контракты и расширение числа участников рынка производства/продажи сжиженного природного газа в регионах мира.

3. Как правило, магистральные газопроводы, по которым перекачивается природный газы, имеют протяженность в тысячи километров. Трансфер газа осуществляется через несколько суверенных государств, что означает возможные экономические и политические проблемы. Договорные отношения не всегда отвечают реалиям рынка, что обусловлено длительными сроками договоров на поставку продукции.

Сегодняшняя заинтересованность в использовании компьютерного анализа основана на двух сопоставимых по значимости факторов. Первый – это собственно потребность в инструментах для создания конкурентоспособных изделий, когда использование традиционных «ручных» расчетов (пусть и реализованных посредством вычислительной техники) не гарантирует каких-либо значимых улучшений. Использовать традиционные подходы становится весьма затруднительно из-за человеческого фактора: передать наработанные навыки, основанные на многолетней адаптации прикладных узкопрофильных математических моделей к опытным результатам, ничуть не легче, чем освоить универсальные инструменты численного анализа. При этом выбора у конечного «потребителя» инженерных кадров, в принципе, не остается: система высшего инженерного образования также приобрела отчетливый акцент на освоение «компьютерного моделирования» вместо систематического изучения конкретных математических методов в совокупности с реальным экспериментом.

Вторая, не менее значимая причина роста популярности программ анализа – наличие предложения в виде относительно доступного по цене и крайне доступного по интерфейсу программного обеспечения в сочетании с приемлемой ценой компьютеров. Как показывает практика, подавляющая часть вопросов, возникающих у пользователя, не связана с собственно методологией, а особую озабоченность вызывают разного рода интерфейсные проблемы, стремление быть «на передовых рубежах» по части поддержки/отсутствия таковой разнообразных операционных систем, специализированного аппаратного обеспечения, экзотических аппаратных средств, других моментов, отвлекающих от конечного результата. В первую очередь этими результатами должны быть адекватные модели реальных объектов и процессов.

## 2. ПРИНЦИПИАЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО ПРОМЫШЛЕННОГО АППАРАТА

Сепарация газа – один из наиболее важных технологических процессов на промыслах. В связи с повышением требований к качеству предназначенного для продажи газа, а также все возрастающий спросом на нефть меньшей плотности, стремлением уменьшить потери легких фракций и необходимостью более эффективных технологических решений, связанных с сохранением окружающей среды, технология сепарации и применяемое оборудование постоянно совершенствуется [6].

Природные и попутные (растворенные) газы почти всегда содержат различные твердые (песок, пыль, сварочный грат, окалину и др.) и жидкие примеси (воду, конденсат, масло). Большинство примесей попадает в газопровод с газом из скважин, а также на новых газопроводах, в начальный период эксплуатации, остается большое количество различных механических примесей и воды после пуско-наладочных работ, несмотря на обязательную продувку перед вводом в эксплуатацию. Масло систематически попадает в газопровод через компрессоры и центробежные нагнетатели, установленные на компрессорных станциях. Очистка газа перед использованием на собственные нужды, а также перед подачей его в газопровод крайне необходима. Твердые частицы, находящиеся в газе, попадая в поршневые компрессоры, ускоряют износ поршневых колец, клапанов и цилиндров, а в центробежных нагнетателях — износ рабочих колес и самого корпуса нагнетателя. Кроме того, они разрушают запорно-регулирующую арматуру, установленную на линейной части газопровода, на компрессорных и газораспределительных станциях [8].

Жидкие частицы воды и конденсата, скапливаясь в пониженных местах, снижают пропускную способность газопровода и способствуют образованию в нем гидратных и гидравлических пробок. На производстве для очистки газа от твердых и жидких примесей широко применяются пылеуловители, газоочистители и сепараторы различной конструкции.

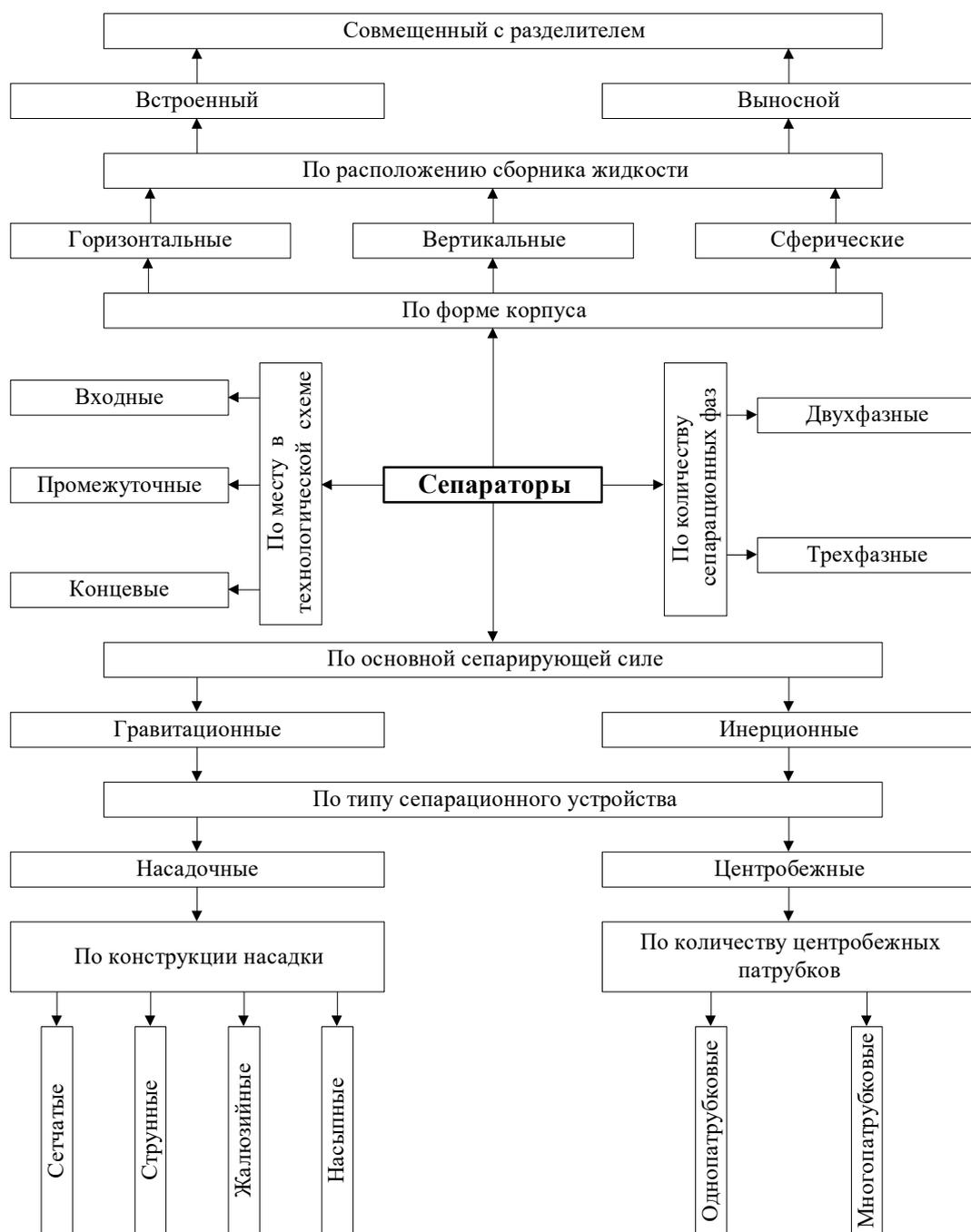


Рисунок 1 – Классификация сепараторов по основным функциональным и конструктивным особенностям

Существует множество сепараторов различных конструкций, но все они, как правило, состоят из основной сепарационной секции, осадительной, секции сбора жидкости и каплеулавливания.

**Основная сепарационная секция.** Предназначена для отделения основной части жидкости (нефти, газового конденсата, воды) от входящего газожидкостного потока. Для обеспечения эффективной предварительной сепарации и равномерного распределения потока по сечению аппарата применяют конструктивные устройства разных типов.

Тангенциальный ввод потока обеспечивает отбрасывание жидкости под действием центробежной силы к стенке сосуда. При этом жидкость стекает вниз, а газ распределяется по сечению аппарата и отводится из него. Разнообразные отражательные устройства (пластины прямоугольной или круглой формы, полусферы) устанавливают на входе в сепаратор.

**Осадительная секция.** В этой секции в газонефтяных сепараторах происходит дополнительное выделение пузырьков газа из нефти. В газовых сепараторах жидкость в этой секции отделяется под действием гравитационных сил, а газ движется в сосуде с относительно низкой скоростью. В газовых сепараторах некоторых конструкций для снижения турбулентности применяют различные устройства: пластины, цилиндрические и полуцилиндрические поверхности. В газонефтяных сепараторах для интенсификации процесса выделения свободного и растворенного газа из нефти применяют наклонно расположенные плоскости. При этом поток нефти должен плавно, без брызг сливаться в нижнюю часть сепаратора.

**Секция сбора жидкости.** Эта секция предназначена для сбора жидкости, которая в предыдущих секциях практически полностью отделяется от газа. Тем не менее некоторое количество газа в ней остается. Для сепараторов, в которых разделяют газ и легкие углеводороды, содержащиеся в жидкой фазе, объем этой секции выбирают так, чтобы он позволил удерживать отсепарированную жидкость в течение времени, необходимого для выхода пузырька газа на поверхность и вторичного попадания в газовый поток.

**Секция каплеулавливания.** Назначение этой секции — улавливание частиц жидкости в уходящем из сепаратора газе. Секция состоит обычно из отбойных насадок различного вида: керамических колец пакетов из плетеной проволочной сетки и др. Критерием эффективности отделения капельной жидкости от газа является величина удельного уноса жидкости, которая должна находиться в пределах 10 — 50 мг/м<sup>3</sup> газа. Эффективность работы отбойных насадок зависит от допустимой скорости потока газа; количества жидкости, поступающей с газом; равномерности загрузки насадки по площади ее поперечного сечения.

Кроме функций, выполняемых перечисленными секциями, в конструкциях сепараторов предусматривают элементы, предотвращающие образование пены и гасящие ее, а также снижающие вредное влияние пульсации газожидкостного потока на сепарацию нефти и газа. Предотвращение пульсации особенно актуально для газонефтяных сепараторов, устанавливаемых в системе сбора нефти.

**Секция окончательной очистки,** как правило, расположена в верхней части вертикальных и сферических сепараторов. В горизонтальных сепараторах секция окончательной очистки находится на противоположном конце от входного патрубка. Секция сбора жидкости располагается обычно на дне сферических и вертикальных сепараторов. В одноцилиндровом горизонтальном сепараторе жидкость занимает от 1/3 до 1/2 нижней части цилиндра. В двухцилиндровом горизонтальном сепараторе в зависимости от конструкции для этой цели используется от половины до полного объема нижнего цилиндра.

Вертикальный сепаратор имеет определенные преимущества перед сепараторами других типов, если в потоке газа содержится много механических примесей, так как он имеет хороший сток и легко очищается. Такие сепараторы требуют немного места для установки. Однако значительная высота вертикальных сепараторов в передвижных или

крупноблочных установках создает серьезные трудности при их монтаже и эксплуатации.

Сепараторы ГС1,2 предназначены для окончательной очистки природного и нефтяного попутного газа от капельной жидкости и представляет собой вертикальный аппарат диаметром 1000 мм, высотой 4090 мм, толщина стенки 40 мм. В верхней части аппарата установлена горизонтальная перегородка со смонтированной на ней сетчатой насадкой. В нижней части аппарата установлен горизонтальный защитный лист для уменьшения уноса жидкости потоком поступающего в сепаратор газа. Зазор между стенкой аппарата и листом по периметру составляет 50 мм. В защитном листе предусмотрен люк для визуального осмотра и зачистки аппарата во время проведения ремонтных работ. Под защитным листом смонтирован греющий змеевик.

Работа аппарата происходит следующим образом: попутный газ из сепаратора С1 с давлением 0,25- 0,6 МПа и температурой 5-30°С, поступает во входной штуцер аппарата. На входе в сепаратор установлено устройство (завихритель) резко изменяющее направление и скорость потока газа. За счёт возникающей центробежной силы частицы жидкости отбрасываются к стенкам аппарата и стекают под защитный лист. Жидкость из сепаратора отводится в дренажную емкость. Газ, проходя через сетчатую насадку расположенную в верхней части сепаратора, дополнительно очищается от капельной жидкости и направляется на ГКС.

Таблица 2.1 - Технические характеристики газосепаратора ГС-1,2

Параметр	Значение
Объём аппарата	16 м <sup>3</sup>
Производительность по газу	0,15-2,0 млн м <sup>3</sup> /сут
Давление в аппарате рабочее	0,25-0,6МПа

расчётное	1,6МПа
пробное	2,0МПа
в теплообменном устройстве рабочее	до 2,5МПа
расчётное	2,5МПа
пробное	3,2МПа
Температура	
в аппарате рабочая	5-30 °С
расчётная	100 °С
в теплообменном устройстве рабочая	90 °С
расчётная	200 °С
Средняя температура самой холодной пятидневки	минус 42 °С
Абсолютная минимальная температура воздуха	минус 55 °С
Поверхность теплообмена нагревателя	3 м <sup>2</sup>
Среда	нефтяной газ, взрывоопасная, пожароопасная
Класс опасности по ГОСТ 12.1007-76	4
Среда для теплообменного устройства	вода
Категория взрывоопасности по ГОСТ Р 51330.11-99	ПА-Т2
Группа аппарата по ГОСТ Р 52030-2000	первая

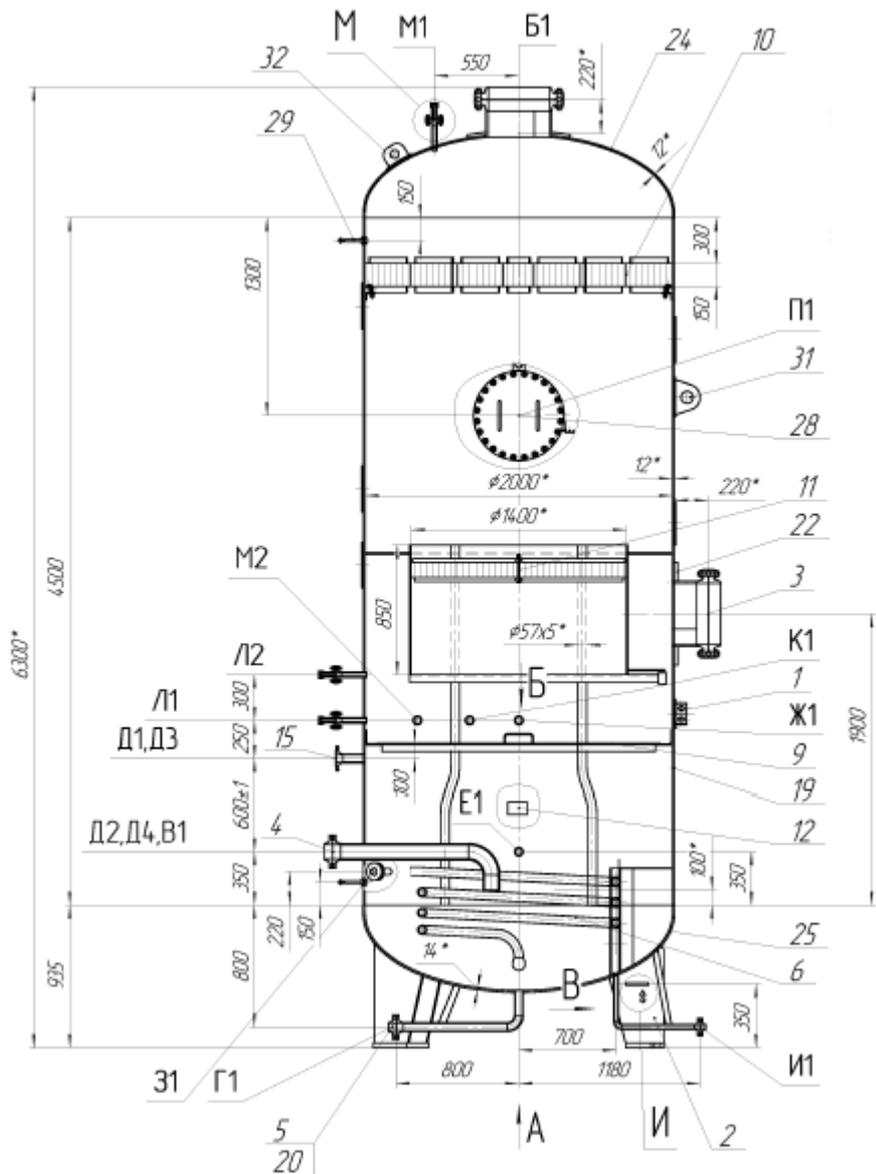


Рисунок 2 – Газосепаратор

1- кронштейн, 2- опора-стойка, 3,4,5,14,15,16,17,18- штуцеры, 6- теплообменное устройство, 7- площадка обслуживания, 8- камера уровнемера, 9- лист защитный, 10- насадка сетчатая, 11- узел входа, 12- узел крепления таблички, 13- футляр, 19- корпус, 20- ребро, 21,33- пластик, 22,23- кольцо укрепляющее, 24,25- днище, 26- зажим, 27- знак заземления, 28- люк, 29- приспособление для выверки, 30- скоба, 31,32- ушко.

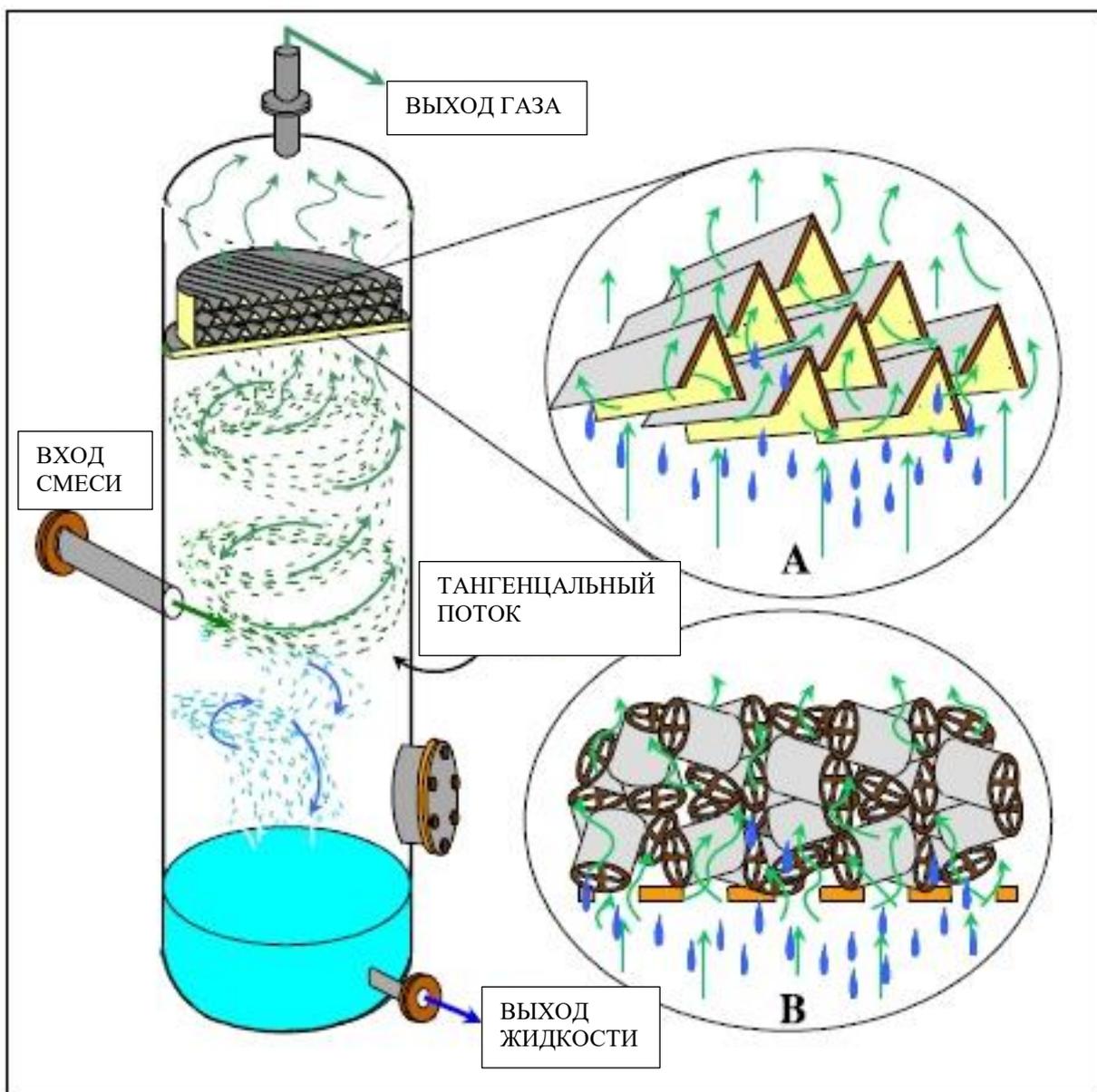


Рисунок 3 – Движение смеси в газосепараторе

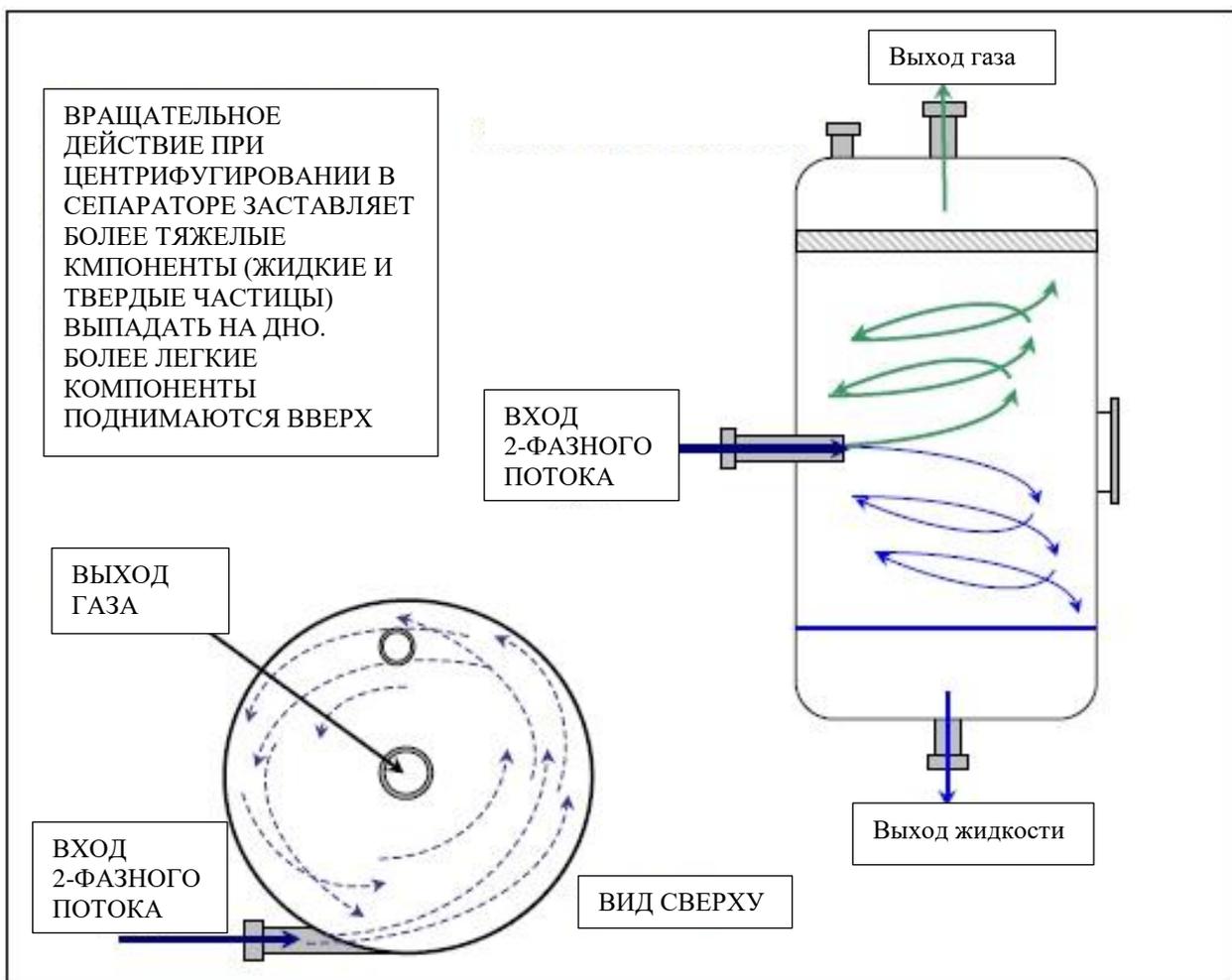


Рисунок 4 – Процесс сепарации в газосепараторе

### 3. ОПИСАНИЕ ПРОЦЕССА СЕПАРАЦИИ В ПРОМЫШЛЕННОМ АППАРАТЕ.

При расчетах процесса движения частицы примем несколько допущений:

- частица (твердая или жидкая) имеет форму шара;
- движение газа в сепараторе установившееся, т.е. поле его скоростей со временем не изменяется;
- движение газа считается ламинарным, то есть турбулентности отсутствуют;
- движение частички принимается свободным, т.е. на нее не оказывают влияние другие частицы;
- скорость оседания частицы постоянная, это тот случай, когда сила сопротивления газовой среды становится равной массе частицы.

Применим принцип Даламбера, гласящей, что в каждый момент движения любой материальной системы все силы, приложенные к ней, включая и силы инерции, взаимно уравновешиваются:

$$\int_{\tau} (F - w\rho) d\tau + \int_S p_n dS = 0 \quad (2)$$

где  $w$  - ускорение элемента  $d\tau$ ; при этом  $-\int_{\tau} w\rho d\tau$  выражает главный вектор сил инерции.

Заменим в этих уравнениях полные производные в цилиндрических координатах:

$$\dot{v}_r = \frac{\partial v_r}{\partial r} \dot{r} + \frac{\partial v_r}{\partial \theta} \dot{\theta} + \frac{\partial v_r}{\partial z} \dot{z} + \frac{\partial v_r}{\partial t} = \frac{\partial v_r}{\partial r} v_r + \frac{1}{r} \frac{\partial v_r}{\partial \theta} v_{\theta} + \frac{\partial v_r}{\partial z} v_z + \frac{\partial v_r}{\partial t} \quad (3)$$

$$\frac{d(rv_{\theta})}{dt} = \frac{1}{r} v_r v_{\theta} + \frac{\partial v_{\theta}}{\partial r} v_r + \frac{1}{r} \frac{\partial v_{\theta}}{\partial \theta} v_{\theta} + \frac{\partial v_{\theta}}{\partial z} v_z + \frac{\partial v_{\theta}}{\partial t}$$

$$\dot{v}_z = \frac{\partial v_z}{\partial r} v_r + \frac{1}{r} \frac{\partial v_z}{\partial \theta} v_\theta + \frac{\partial v_z}{\partial z} v_z + \frac{\partial v_z}{\partial t}$$

Приходим к дифференциальным уравнениям типа Эйлера [9]:

$$\begin{aligned} \frac{\partial v_r}{\partial r} v_r + \frac{1}{r} \frac{\partial v_r}{\partial \theta} v_\theta + \frac{\partial v_r}{\partial z} v_z + \frac{\partial v_r}{\partial t} - \frac{1}{r} v_\theta^2 &= F_r - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial r}, \\ \frac{1}{r} v_r v_\theta + \frac{\partial v_\theta}{\partial r} v_r + \frac{1}{r} \frac{\partial v_\theta}{\partial \theta} v_\theta + \frac{\partial v_\theta}{\partial z} v_z + \frac{\partial v_\theta}{\partial t} &= F_\theta - \frac{1}{r\rho} \frac{\partial p}{\partial \theta}, \\ \frac{\partial v_z}{\partial r} v_r + \frac{1}{r} \frac{\partial v_z}{\partial \theta} v_\theta + \frac{\partial v_z}{\partial z} v_z + \frac{\partial v_z}{\partial t} &= F_z - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial z}. \end{aligned} \quad (4)$$

Дифференциальное уравнение плоского стационарного движения жидкости выглядят следующим образом:

$$\frac{d^2 v_\theta}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{dv_\theta}{dr} - \frac{v_\theta}{r^2} = 0$$

или

$$r^2 \frac{d^2 v_\theta}{dr^2} + r \frac{dv_\theta}{dr} - v_\theta = 0 \quad (5)$$

Используем подстановку Эйлера:

$$r = e^t,$$

тогда:

$$t = \ln r.$$

Вычислим производные:

$$\frac{dt}{dr} = \frac{1}{r}; \quad \frac{dv_\theta}{dr} = \frac{dv_\theta}{dt} \cdot \frac{dt}{dr} = \frac{1}{r} \frac{dv_\theta}{dt}$$

$$\frac{d^2 v_\theta}{dr^2} = \frac{d}{dr} \left( \frac{1}{r} \frac{dv_\theta}{dt} \right) = -\frac{1}{r^2} \frac{dv_\theta}{dt} + \frac{1}{r} \frac{dv_\theta^2}{dt^2} \frac{dt}{dr} = -\frac{1}{r^2} \frac{dv_\theta}{dt} + \frac{1}{r^2} \frac{d^2 v_\theta}{dt^2}$$

Подставляя найденные производные в уравнение (5), получаем обыкновенное дифференциальное уравнение с постоянными коэффициентами:

$$-\frac{dv_{\theta}}{dt} + \frac{d^2v_{\theta}}{dt^2} + \frac{dv_{\theta}}{dt} - v_{\theta} = 0$$

Или:

$$\frac{d^2v_{\theta}}{dt^2} - v_{\theta} = 0. \quad (6)$$

Соответствующее характеристическое уравнение имеет вид:

$$k^2 - 1 = 0.$$

Корни характеристического уравнения:

$$k_1 = 1, \quad k_2 = -1.$$

Тогда, общее решение дифференциального уравнения (6) примет вид:

$$v_{\theta} = C_1 e^t + C_2 e^{-t}. \quad (7)$$

Или, учитывая, что  $t = \ln r$ , получаем:

$$v_{\theta} = C_1 r + C_2 r^{-1}. \quad (8)$$

Определим постоянные интегрирования, при следующих граничных условиях на участке от  $r_0$  до  $R$ :

$$v_{\theta} = 0 \text{ при } r = R \quad v_{\theta} = v_{\theta}^0 \text{ при } r = r_0$$

$$C_1 = -\frac{v_{\theta}^0}{r_0^{-1}R^2 - r_0} ; \quad C_2 = \frac{v_{\theta}^0}{r_0^{-1} - R^2 r_0}$$

$$v_{\theta} = \frac{v_{\theta}^0}{r_0^{-1} - R^2 r_0} (r^{-1} - R^2 r) \quad (9)$$

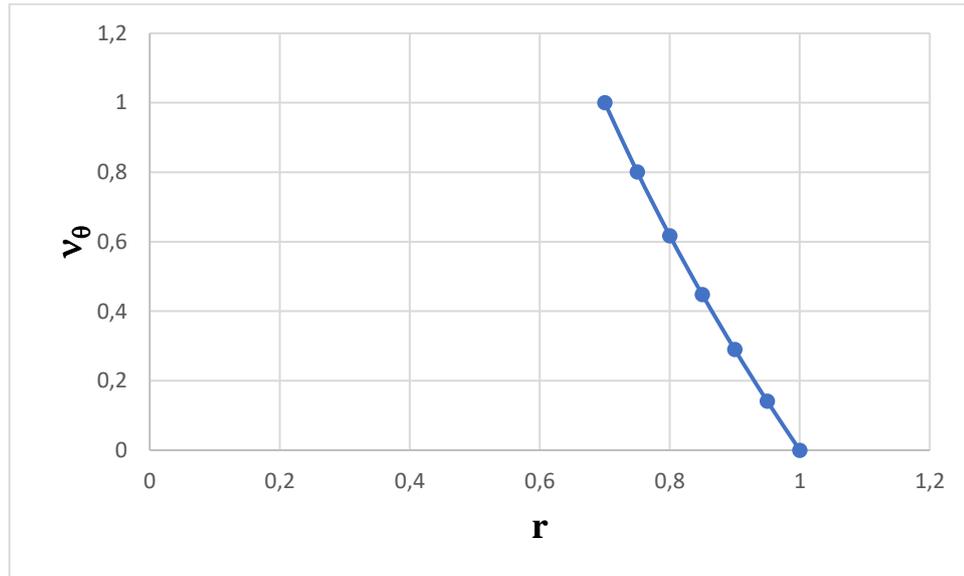


Рисунок 6 – Распределение скорости  $v_{\theta}(r)$  на участке от  $r_0$  до  $R$

Здесь принято, что  $r_0 = 0,7 м$ . Это соответствует радиусу завихрителя, т.е. расстоянию от оси сепаратора, на котором смесь вводится в аппарат.

Частицы капельной жидкости изначально находятся на расстоянии  $r = r_0$ . при этом  $v_r(r_0) = 0$ . Центрифугирование жидкой частицы массой  $m$  происходит под действием центробежной силы:

$$F_r = m \frac{v_{\theta}^2}{r}, \quad (r_0 \leq r \leq R). \quad (10)$$

Относительное движение частицы жидкости в газе в радиальном направлении описывается дифференциальным уравнением:

$$m \ddot{r} = m \frac{v_{\theta}^2}{r} - F_{\text{сопр}}. \quad (11)$$

Сила сопротивления аппроксимируется линейным законом:

$$F_{\text{сопр}} = \beta S v_r = \beta S \dot{r} \quad (12)$$

где  $\beta$  - коэффициент вязкости газа;

$S$  - миделево сечение капли жидкости.

С учетом закона (9), получаем нелинейное дифференциальное уравнение:

$$m\ddot{r} + \beta S \dot{r} = \frac{m}{r} \left( \frac{v_\theta^0}{r_0^{-1} - R^{-2}r_0} (r^{-1} - R^{-2}r) \right).$$

$$m\dot{v}_r + \beta S v_r = \frac{m}{r} \left( \frac{v_\theta^0}{r_0^{-1} - R^{-2}r_0} (r^{-1} - R^{-2}r) \right) \quad (13)$$

Начальное условие для радиальной скорости:

$$r(0) = r_0, \quad v_r(0) = 0.$$

Получить аналитическое решение нелинейного дифференциального уравнения (13) затруднительно, поэтому применим теорему об изменении кинетической энергии для относительного движения в радиальном направлении:

$$A = T - T_0,$$

$$\text{где } T_0 = 0, \quad T = \frac{mv_r^2}{2}.$$

$v_r$  - конечная скорость при  $r=R$ .

Определяем работу центробежной силы инерции:

$$dA = \frac{mv_\theta^2}{r} dr,$$

$$A = m \int_{r_0}^R \frac{v_\theta^2}{r} dr \quad (14)$$

С учетом (9) имеем:

$$a_r(r) = \frac{v_\theta^2(r)}{r} = \frac{(v_\theta^0)^2}{r(r_0^{-1} - R^{-2}r_0)^2} (r^{-1} - R^{-2}r)^2 \quad (15)$$

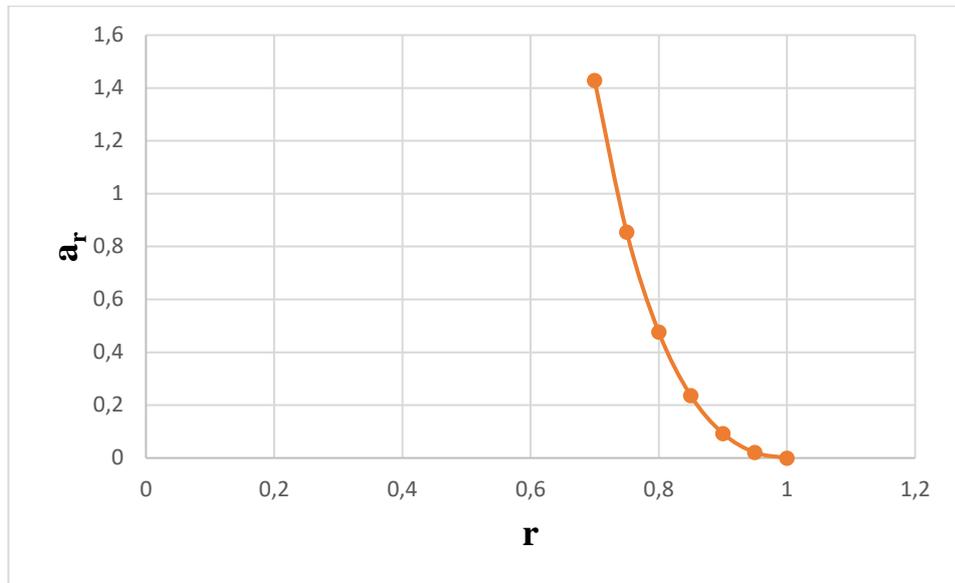


Рисунок 7 – Радиальное ускорение капли жидкости на участке от  $r_0$  до  $R$

Представим радиальную скорость  $v_r$  в виде функции  $r$  :

$$a_r = \frac{dv_r}{dt}; \quad v_r = \frac{dr}{dt} \rightarrow dt = \frac{dr}{v_r} \quad (16)$$

$$dv_r = a_r dt = a_r \frac{dr}{v_r} \rightarrow v_r dv_r = a_r dr \quad (17)$$

Проинтегрировав выражение (17) с учетом (15), получим:

$$v_r = 2 \sqrt{\frac{(v_\theta^0)^2}{r_0^{-2} - 2R^{-2} + R^{-4}r^2} \left( -\frac{1}{2r^2} + \frac{1}{2r_0^2} - 2R^{-2} \ln(r) + 2R^{-2} \ln(r_0) + R^{-4} \frac{r^2}{2} - R^{-4} \frac{r_0^2}{2} \right)} \quad (18)$$

Эта формула позволяет построить график радиальной скорости  $v_r(r)$  при различных значениях  $r_0$ .

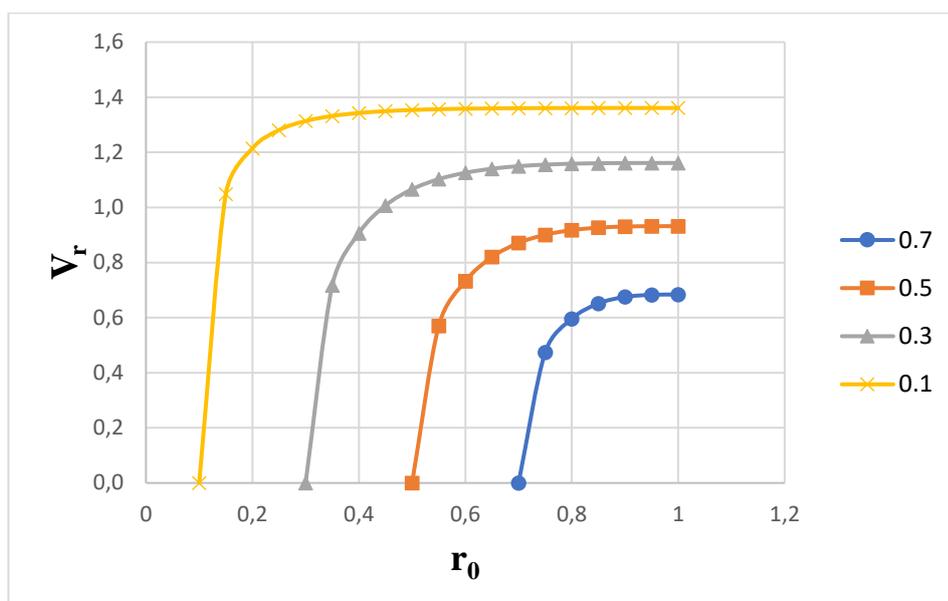


Рисунок 8 – Радиальная скорость капли жидкости в зависимости от точки ввода

На рисунке 8 видно, что благодаря изменению диаметра завихрителя  $r_0$ , мы можем добиться различной радиальной скорости  $V_r$  капли жидкости, с которой она попадает на стенку сосуда.

На рисунке 9 приведены графики ускорения капли жидкости в зависимости от положения штуцера.

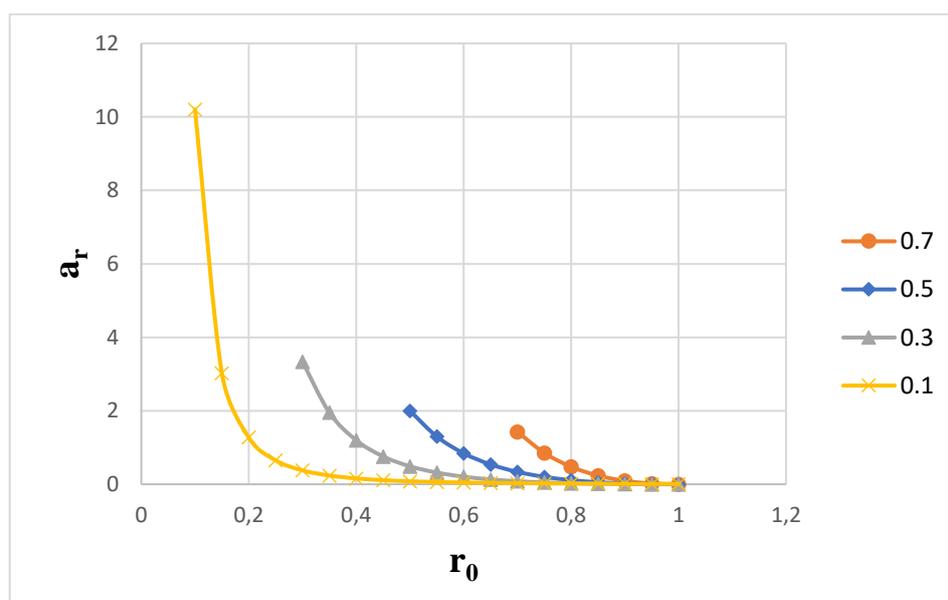


Рисунок 9 – Радиальное ускорение капли жидкости в зависимости от точки ввода

Рисунок 9 показывает, что если расположить точку ввода смеси ближе к центру сепаратора, то капля жидкости начнет двигаться с максимальным ускорением.

Определим производительность очистки, т.е. массу центрифугированных капель жидкости в единицу времени:

$$P_{\text{ж}} = 2\pi R H \rho v_r(R), \quad (19)$$

где  $\rho$  - средняя плотность частиц,

$H$  - высота газосепаратора.

Формула (19) определяет функцию  $P_{\text{ж}}(r_0, v_\theta^0)$ , пусть  $0,1 \leq r_0 \leq 0,7$ . Пусть скорость  $v_\theta^0$  изменяется в пределах от 0,5 до 1.

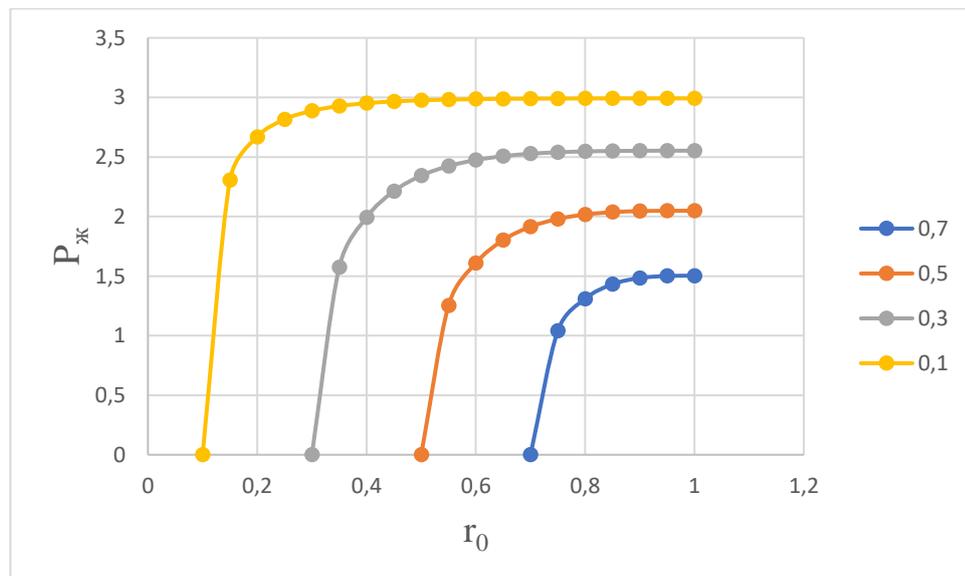


Рисунок 10 – Производительность газосепаратора (масса жидкости) в зависимости от  $r_0$

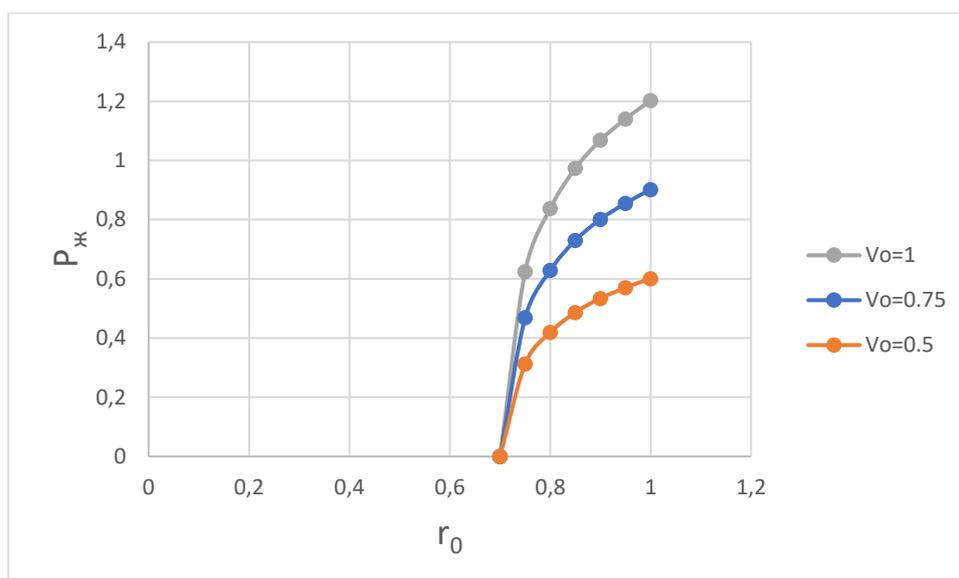


Рисунок 11 – Производительность газосепаратора в зависимости от начальной скорости капли жидкости

При заданном положении штуцера ( $r_0 = 0,7$ ) производительностью сепаратора можно управлять за счет начальной скорости  $v_\theta^0$ . На рисунке 11 графики функции  $P_{ж}(r_0, v_\theta^0)$  изображены при трех значениях скорости  $v_\theta^0$ .

Эффективность работы сепараторов влияет на стабильность работы всей газосборной системы: капли нефти и воды, унесенные газом из сепаратора, могут образовывать гидратные и жидкостные пробки и просто уменьшить сечение газопровода, снизив тем самым его пропускную способность [8].

Эффективность работы сепаратора в рассматриваемом случае оценивается количеством капельной жидкости, уносимой потоком газа из каплеуловительной секции.

Коэффициент уноса жидкости потоком газа определяет по формуле:

$$K_{ж} = q_{ж} / Q_{г}$$

где  $q_{ж}$  – объемный расход капельной жидкости, уносимой потоком газа, м<sup>3</sup>/ч;

$Q_{г}$  – объемный расход газа на выходе из сепаратора, м<sup>3</sup>/ч.

Чем меньше величина этого показателя при прочих равных условиях, тем совершеннее сепаратор. Однако уменьшение этого показателя обычно

связано с усложнением конструкции сепаратора и увеличением его габаритных размеров. Поэтому очень высокая степень очистки газа и жидкости оказывается не всегда оправданной.

Величина уноса капельной жидкости потоком газа увеличивается при перегрузке сепаратора жидкостью вследствие неравномерного распределения продукции скважин. В сепарационных же установках, недогруженных по жидкости, повышенный капельный унос объясняется несовершенством систем регулирования раздела фаз «нефть-газ» в аппаратах, а так же повышенной вязкостью и пеннистостью нефти. [14]

Для того, чтобы сделать выводы об эффективности работы газосепаратора при существующих технологических параметрах работы и с определенным компонентным составом ПНГ, нужно сравнить производительность газосепаратора с максимальным количеством жидкости, которое может выделиться из ПНГ.

Зная компонентный состав смеси, можем определить соотношение между газовой и жидкой фазами.

Таблица 3.1 - Компонентный состав ПНГ

Наименование компонента	Содержание % об.
Метан	76,45
Этан	5,92
Пропан	5,18
Изо-Бутан	1,72
Бутан	2,58
Нео-Пентан	0,01
Изо-Пентан	1,16
Пентан	1,3
Гексан	1,39
Гептан	0,48
Октан	0,02
Диоксид углерода	2,50
Кислород	0,01
Азот	1,28

Допустим, что соотношение между газовой и жидкой фазами равно 4:1, т.е. объем газа составляет 80% от общего объема ПНГ, а оставшиеся 20% - жидкая часть.

Теперь можем найти максимальную производительность газосепаратора по газу и по жидкости, исходя из максимальной добычи ПНГ и соотношения фаз.

По техническим характеристикам максимальная производительность сепаратора – 2 млн. м<sup>3</sup>/сутки

$$\eta = \frac{V_2}{V_{\text{ПНГ}}} 100\% = 80\% \quad (20)$$

$$V_2 = 0,8V_{\text{ПНГ}} = 1,6 \text{ млн.м}^3/\text{сутки}$$

И, соответственно, можем найти максимальное количество жидкости, которое может выделиться из ПНГ:

$$V_{\text{жс}} = V_{\text{ПНГ}} - V_2 = 0,4 \text{ млн.м}^3/\text{сутки} \quad (21)$$

Производительность газосепаратора, полученная в результате исследования, равна 1,5 м<sup>3</sup>/с (0,13 млн.м<sup>3</sup>/сутки) (см. рисунок 11).

Таким образом, критерий максимальной производительности сепаратора можно записать в виде:

$$\frac{P_{\text{жс}}}{P_{\text{жс}} + P_2} 100\% = \eta. \quad (22)$$

При этом условии происходит полное разделение жидкости и газа.

Обеспечить выполнение этого критерия можно за счет двух управляющих параметров:

- 1) изменение положения ввода смеси  $r_0$ ,
- 2) за счет изменения начальной скорости смеси  $v_\theta^0$ .

Сравнивая эти показатели, можно сказать, что при существующих конструкционных особенностях аппарата, параметрах работы и соответствующего компонентного состава ПНГ, очистка газа от капельной жидкости обычно происходит не полностью, т.к. рассчитанная производительность меньше максимального количества жидкости, содержащейся в ПНГ.

Повлиять на эффективность работы сепаратора можно с помощью следующих факторов:

— **Давление в сепараторе:**

На количество газа, уносимого нефтью из сепаратора, влияет давление сепарации. Вес газового пузырька в слое нефти в сепараторе зависит от его диаметра и от установленного в нем давления. При повышении давления сепарации диаметр пузырька газа уменьшается при сохранении его веса.

Допустим  $P_2 > P_1$ . Вес пузырька  $\frac{\pi d^3}{\sigma} \rho \frac{P}{P_0}$ . Если принять, что вес газа, заключенного в пузырьке, при разных давлениях, будет одинаков, то получим

$$\frac{\pi d_1^3}{\sigma} \rho_1 \frac{P_1}{P_0} = \frac{\pi d_2^3}{\sigma} \rho_2 \frac{P_2}{P_0}$$

$$d_1 = d_2 \sqrt[3]{\frac{\rho_2 P_2}{\rho_1 P_1}}$$

При повышении давления сепарации диаметр пузырька уменьшается при сохранении его веса. Отсюда можно предположить, что при повышении давления сепарации увеличивается унос нефтью мелких и в то же время более тяжелых пузырьков, которые при низком давлении всплывают в слое нефти, т.к. по формуле Стокса скорость всплытия пузырька связана с квадратом диаметра пузырька. Следовательно, при повышении давления сепарации коэффициент уноса газа нефтью увеличится.

— **Температура в сепараторе:**

При повышении температуры смеси газа с жидкостью, увеличивается вязкость газа, что приводит к увеличению силы сопротивления и уменьшению центробежной силы и, соответственно, скорости движения капли жидкости. (см. формулу (11)). Следовательно, повышение температуры приведет к уменьшению количества отсепарированной жидкости и к увеличению коэффициента уноса жидкости газом.

Нагревание отсепарированной жидкости приводит к снижению ее вязкости и, следовательно, к увеличению скорости всплытия пузырька газа. Следовательно, повышение температуры приведет к уменьшению коэффициента уноса газа жидкостью.

— **Физико-химические свойства нефти и газа:**

Вязкость, поверхностное натяжение, способность к пенообразованию. Производительность сепаратора по нефти обратно пропорционально связана с ее вязкостью. Скорость всплытия пузырька газа в нефти также обратно пропорциональна ее вязкости. Нефть тем легче подвергается процессу разгазирования, чем меньшим поверхностным натяжением она обладает на границе с газом.

## Вывод

Попутный нефтяной газ (ПНГ) - это смесь углеводородных и неуглеводородных газов и паров, находящихся как в свободном, так и в растворенном состоянии, поступающих совместно с нефтью (из нефтяных добывающих скважин) на объекты обустройства нефтяных месторождений [1].

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

Природные и попутные (растворенные) газы почти всегда содержат различные твердые (песок, пыль, сварочный грат, окалину и др.) и жидкие примеси (воду, конденсат, масло). Очистка газа перед использованием на собственные нужды, а также перед подачей его в газопровод, крайне необходима. Жидкие частицы воды и конденсата, скапливаясь в пониженных местах, снижают пропускную способность газопровода и способствуют образованию в нем гидратных и гидравлических пробок. На производстве для очистки газа от твердых и жидких примесей широко применяются пылеуловители, газоочистители и сепараторы различной конструкции.

В данной работе были проведены исследования процесса сепарации в газосепараторе центробежного типа.

В результате проведения научно-исследовательской работы, были получены зависимости радиальной скорости и ускорения от точки ввода смеси в аппарат на участке от  $r_0$  до  $R$ . Так же была рассчитана максимальная производительность газосепаратора по жидкости (0,13 млн. м<sup>3</sup>/сутки). Количество жидкости, которое содержится в исследуемом газе, превышает производительность газосепаратора, и это означает что оставшаяся жидкость будет уноситься газом, что может привести к осложнению эксплуатации трубопроводов и оборудования.

Для того, чтобы увеличить эффективность работы газосепаратора и избежать осложнений следует:

1. Увеличить перепад давления на входе смеси в аппарат для увеличения начальной скорости движения капли жидкости;
2. Повысить температуру смеси, уменьшив при этом поверхностное натяжение на границе раздела фаз;
3. Изменить конструкцию завихрителя (уменьшить диаметр), т.е изменить точку ввода смеси;
4. Увеличить объем аппарата, т.е. увеличить общую пропускную способность сепаратора, или параллельно ввести в работу несколько сепараторов

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

Магистранту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ5Е	Кузнецову Федору Юрьевичу

<b>Институт</b>	<b>ИПР</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ТПМ</b>
Уровень образования	Магистратура	Направление/ специальность	Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, финансовых, информационных и человеческих</i>	1. <i>Оценка затрат на проведение научно-исследовательской работы по исследованию процесса сепарации в промышленном аппарате</i>
2. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	1. <i>Налоговый кодекс РФ</i> 2. <i>Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 07.07.2016) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы".</i>

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

1. <i>Оценка эффективности НТИ «Исследование процесса сепарации в промышленном аппарате» с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	1. <i>Оценка перспективности исследования в целях повышения технико-экономических показателей</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	1. <i>Составление календарного плана проекта с учетом необходимых и трудовых затрат</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	1. <i>Определение основных статей расходов на реализацию проекта;</i> 2. <i>Составление сметы затрат;</i> 3. <i>Формирование бюджета для проведения научно-исследовательского проекта.</i>

**Перечень графического материала**

1. <i>Расчетные формулы: Материальные затраты, заработная плата, отчисления во внебюджетные фонды, накладные расходы, амортизационные отчисления</i>
2. <i>Таблицы:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>Стоимость перечня оборудования для проведения исследования;</i></li> <li>– <i>Должностные месячные оклады;</i></li> <li>– <i>Годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала;</i></li> <li>– <i>Среднедневная заработная плата для научно-технического персонала;</i></li> <li>– <i>Продолжительность работ, выполняемых научно-техническим персоналом;</i></li> <li>– <i>Размер обязательных отчислений страховых взносов;</i></li> <li>– <i>Затраты на проведение научно-технического исследования.</i></li> </ul>

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	К.Э.Н., ДОЦЕНТ		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ5Е	Кузнецов Федор Юрьевич		

## **4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

### **Введение**

В магистерской диссертации описывается проведение теоретических исследований работы промышленного газосепаратора, позволяющего производить очистку попутного нефтяного газа от капельной жидкости. С этой целью необходимо рассчитать и сформировать бюджетный фонд, для проведения научно-исследовательской работы по повышению производительности промышленного агрегата.

### **4.1 Экономическое обоснование исследования процесса сепарации в промышленном газосепараторе с целью увеличения его производительности**

В данной главе отражены и проведены расчеты всех видов расходов, направленных на проведение научного исследования процесса сепарации в промышленном газосепараторе. Затраты на выполнение научно-исследовательского проекта включают в себя следующие элементы:

- затраты на оборудование и рабочие компоненты;
- затраты на оплату труда;
- затраты на страховые взносы;
- контрагентные расходы;
- накладные расходы.

#### 4.1.1 Расчет затрат на оборудования и компоненты для проведения научных исследования.

Специальное оборудование необходимо для проведения исследования процесса сепарации капельной жидкости из ПНГ в промышленном газосепараторе.

Стоимость всего перечня оборудования, которое являются составляющими компонентами испытательного стенда представлена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Стоимость перечня оборудования для стенда испытательного

Наименование	Кол-во	Цена единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, (Зд), тыс. руб.
1	2	3	4
Персональный компьютер	1	20,3	20,3
Программное обеспечение Microsoft office	1	4,1	4,1
Итоговая цена			24,4

Общие единовременные вложения на приобретение различного рода дополнительного оборудования и рабочих компонентов составили:

$$З_d = 24,4 \text{ тыс. руб.}$$

#### 4.1.2 Расчет заработной платы

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. Проект рассчитан на два года (таблица 4.2).

Таблица 4.2 – Продолжительность работ, выполняемых научно-техническим персоналом

<b>Показатели рабочего времени</b>	<b>Руководитель</b>	<b>Лаборант</b>
1	2	4
Календарное число дней	365	
Количество нерабочих дней - выходные и праздничные дни	98	118
Потери рабочего времени, дни - отпуск - невыходы по болезни	48 16	24 10
Действительный годовой фонд рабочего времени, дни	203	213

По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей, для которых необходимо рассчитать необходимый фонд оплаты труда. Данная статья расходов включает расчеты среднедневной заработной платы, месячного должностного оклада и основной заработной платы научных и инженерно-технических работников, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. В данном проекте такими работниками являются руководитель и лаборант.

Основная заработная плата рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p \quad (23)$$

где:  $Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата одного работника;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (таблица 4.3);

$Z_{\text{дн}}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} \quad (24)$$

где:  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня  $M = 11,2$  месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней  $M = 10,4$  месяца, 6-дневная неделя;

Фд – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 4.3).

Таблица 4.3 – Годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала в 2017 г.

Показатели рабочего времени	Руководитель	Лаборант
1	2	4
Календарное число дней	365	
Количество нерабочих дней - выходные и праздничные дни	98	118
Потери рабочего времени, дни		
- отпуск	48	24
- невыходы по болезни	16	10
Действительный годовой фонд рабочего времени, дни	203	213

Произведя расчет по формуле 24 с учетом годового фонда рабочего времени, получим среднедневную заработную плату для каждого рабочего (таблица 4.4).

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{tc} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p \quad (25)$$

где:  $Z_{tc}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$  – премиальный коэффициент, равный 0,3;

$k_d$  – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2;

$k_p$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Произведя расчет по формуле 25 с учетом коэффициентов, получим месячный должностной оклад работника (таблица 4.4). С учетом формулы 23, с учетом продолжительности работ для каждого научно-технического работника, получим основную заработную плату работника за период с 01.06.2015 по 31.05.2017 г. (таблица 4.4).

Таблица 4.4 – Расчет заработной платы

Профессия	Разряд	Оклад работника, руб./мес.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Тарифная ставка руб./день	Время на проведение мероприятия, дней	Основная ЗП за период с 01.06.2015 по 31.05.2017 г.
Руководитель	4	25500	13080	1307	490	640430
Лаборант	1	11700	6000	615	464	285360
<b>Итого</b>		37200	19080			925790

Общие затраты на основную заработную плату научно-технического персонала, непосредственно участвующего в проводимых работах, составляют 925790 руб. (девятьсот двадцать пять тысяч семьсот девяносто рублей).

#### 4.1.3 Затраты на единоразовые выплаты (премии)

Помимо заработной платы работникам выплачиваются премии по результатам работ (таблица 4.5).

Таблица 4.5 – Суммы единовременных выплат

Исполнитель	Сумма выплаты, руб.
Руководитель	100 000
Лаборант	60 000
<b>Итого</b>	160 000

#### 4.1.4 Страховые взносы во внебюджетные фонды

Данная статья расходов отражает страховые взносы в государственные внебюджетные фонды: Фонд социального страхования (ФСС), Пенсионный фонд России (ПФР) и Фонд обязательного медицинского страхования (ФФОМС) от фонда оплаты труда работников по ставкам, определенным законодательством РФ.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) \quad (26)$$

где:  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату в государственные внебюджетные фонды

На основании п. 4-10 ст. 427 НК РФ, действующего с 01.01.2017 для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2017 году водится пониженная ставка.

Таблица 4.6 – Пониженные тарифы взносов 2017г.

Категория страхователя	Коды ОКВЭД видов деятельности	Тариф для расчетов взносов		
		в ПФР	в ФСС на ВНиМ	в ФФОМС
Некоммерческие организации на УСН, кроме государственных и муниципальных учреждений, ведущие деятельность в сфере социального обслуживания граждан, научных исследований и разработок, образования, здравоохранения, культуры, искусства и массового спорта	37, 86, 87, 88, 93 и др.	20	0	0

Таблица 4.7 – Размер обязательных отчислений страховых взносов

<b>Вид затрат</b>	<b>Руководитель</b>	<b>Лаборант</b>
Количество работников	1	1
Основная ЗП и премия, руб.	740430	345360
ПФР (20%)	148086	69072
Страхование от несчастных случаев (2 класс, тариф 0,3%)	2221,3	1036,1
Всего, руб.	150307,3	70108,1
<b>Общая сумма, руб.</b>		<b>220415,4</b>

#### 4.1.5 Расчет амортизации основного оборудования

Персональный компьютер относится ко второй группе основных средств, включаемых в амортизационные группы (имущество со сроком полезного пользования от 2 до 3 лет включительно), согласно Постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 07.07.2016) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы".

При линейном способе начисления амортизации, выплаты начисляются равными долями в течении всего срока эксплуатации.

$$A_{\text{отчисления}} = C_{\text{о.с.}} \cdot H_{\text{арм}} \quad (27)$$

Где:  $A_{\text{отчисления}}$  – амортизационные отчисления;

$C_{\text{о.с.}}$  – первоначальная стоимость основного оборудования;

$H_{\text{арм}}$  – норма амортизации.

Норма амортизации - это установленный годовой процент возмещения стоимости изношенной части основных средств.

$$H_{\text{арм}} = \frac{100\%}{3} = 33,3\%$$

Рассчитаем ежегодные амортизационные отчисления по формуле (26)

$$A_{\text{отчисления}} = 24400 \cdot \frac{33\%}{100\%} = 8052 \text{ руб.}$$

Ежемесячные амортизационные отчисления  $A_{\text{отчисления}} = \frac{8052}{12} = 671$  руб.

За 2 года использования основного оборудования, амортизационные отчисления составят 16104 руб.

#### 4.1.6 Накладные расходы

Величина накладных затрат обуславливается расходами, не попавшими в предыдущие статьи расходов, такие как печать, ксерокопирование материалов исследований, оплата услуг связи, электроэнергии и т.д. Она рассчитывается согласно формуле:

$$Z_{\text{накл}} = k_{\text{нр}} \cdot \sum_5^1 Z_i \quad (28)$$

где:  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов принимается в размере 16% (т.е. 0,16).

$$Z_{\text{накл}} = 0,16 \times (24,4 + 925,79 + 160 + 220,42 + 16,1) = 215,5 \text{ тыс. руб.}$$

#### 4.1.7 Формирование бюджета научно-исследовательского проекта

Величина бюджета на разработку научно-исследовательской продукции является нижним пределом по уровню затрат, который защищается научной организацией при формировании договора с заказчиком.

Бюджет включает в себя учет всех ранее рассчитанных необходимых затрат, для проведения научных исследований и получения, в конечном итоге, продукт, который и является целью работы.

Таблица 4.8 – Перечень работ и их стоимость, относящихся к контрагентныни расходам

Наименование статьи	Сумма, тыс. руб.	Примечание
1. Затраты на специальные оборудования и компоненты	24,4	Пункт 1.1
2. Затраты по основной заработной плате	925,79	Пункт 1.2
3. Затраты по дополнительной заработной плате	160	Пункт 1.3
4. Страховые взносы во внебюджетные фонды	220,42	Пункт 1.4
5. Амортизационные отчисления	16,1	Пункт 1,5
6. Накладные расходы	215,5	Пункт 1.6
7. Итоговая величина затрат	1562,2	Сумма ст. 1-6

Бюджетный фонд, сформированный для проведения научно-исследовательской работы с целью увеличения производительности промышленного агрегата, составил 1562,2 тыс. руб.

#### 4.2 Экономическая эффективность

После проведения научно-исследовательской работы по исследованию процесса сепарации в газосепараторе, выяснили, что можно получить 1,5 кг/с нефти. По технологической схеме, весь объем выделившейся нефти в газосепараторе поступает в общий поток нефти и транспортируется на приемо-сдаточный пункт. Дополнительное количество продукции составит около 130 т. в сутки

Для расчета примерного объема чистой прибыли, после внедрения технического новшества, необходимо учесть себестоимость добытой нефти и уплачиваемые налоги, такие как НДС и налог на прибыль.

$$\text{Налогооблагаемая прибыль} = \text{Выручка} - \text{Себестоимость} - \text{НДС} \quad (29)$$

$$\text{Налог на прибыль} = 0,2 * \text{налогооблагаемая прибыль} \quad (30)$$

$$\text{Чистая прибыль} = \text{налогооблагаемая прибыль} - \text{налог на прибыль} \quad (31)$$

## Себестоимость нефти

Таблица 4.9 – Себестоимость 1 т. нефти

	2016
I квартал	7843,2
II квартал	9613,1
III квартал	9101,8
IV квартал	9976,8

Среднее значение себестоимость за 2016 г. – 9133,725 руб/т

Себестоимость добычи 130 т. нефти составит 1187,3842 тыс.руб

## Налог на добычу полезных ископаемых

Федеральная налоговая служба доводит для использования в работе данные, применяемые для расчета налога на добычу полезных ископаемых в отношении нефти, за январь 2017 года:

- средний уровень цен нефти сорта "Юралс" на средиземноморском и роттердамском рынках нефтяного сырья - 53,03 долл. США за баррель (Российская газета от 15.02.2017 N 33 (7199));
- среднее значение курса доллара США к рублю Российской Федерации, устанавливаемого Центральным банком Российской Федерации, за все дни налогового периода - 59,9583;
- значение коэффициента Кц - 8,7365.

Коэффициент перевода из тонн в баррели для российской нефти марки Urals, основной марки российской нефти, отгружаемой на экспорт, составляет 7,28 барр./т.

Налогообложению подлежит нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная

Налоговая ставка – специфическая, установлена в рублях за 1 тонну.

При этом ставка налога умножается на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть (Кц). Полученное

произведение уменьшается на величину показателя  $D_m$ , характеризующего особенности добычи нефти.

Величина показателя  $D_m$  определяется в порядке, установленном статьей 342.5 НК РФ.

$$\text{НДПИ} = K_{\text{ц}} * 919 - D_m = 8,7365 * 919 - 3112,6 = 4,9162 \text{ тыс. руб./т}$$

За 130 т нефти НДПИ = 639,106 тыс.руб

$$\text{Выручка} = Q_n \cdot C = 130 \cdot 7,28 \cdot 53,03 \cdot 59,95 = 3008,7461 \text{ тыс. руб./сутки}$$

$$\begin{aligned} \text{Налогооблагаемая прибыль} &= \text{выручка} - \text{себестоимость} - \text{НДПИ} = 3008,7461 \\ &- 1187,3842 - 639,106 = 1182,2559 \text{ тыс.руб.} \end{aligned}$$

### **Налог на прибыль.**

Величина налога на прибыль определяется как произведение налоговой базы и налоговой ставки (п. 1 ст. 286 НК РФ). Основная налоговая ставка равна 20% (п. 1 ст. 284 НК РФ)

$$\begin{aligned} \text{Налог на прибыль} &= 0,2 * \text{налогооблагаемая прибыль} = 0,2 * 1182,2559 = \\ &236,4511 \text{ тыс.руб} \end{aligned}$$

### **Чистая прибыль**

$$\begin{aligned} \text{Чистая прибыль} &= \text{налогооблагаемая прибыль} - \text{налог на прибыль} = \\ &1182,2559 - 236,4511 = 945,8048 \text{ тыс. руб} \end{aligned}$$

### **Вывод**

Согласно проведенным исследованиям, бюджет включает в себя учет всех ранее рассчитанных необходимых затрат, для проведения научных исследований и получения, в конечном итоге, продукт, который и является целью работы. Согласно данным из таблицы 4.8 бюджетный фонд, сформированный для проведения научно-исследовательской работы по повышению производительности газосепаратора, составил 2508,348 тыс. руб.

Чистая прибыль от продажи дополнительного количества продукции, полученного в результате сепарации в промышленном агрегате, составила 945,8048 тыс.руб за 130 т. нефти.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РАБОТ НА  
УСТАНОВКЕ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ5Е	Кузнецову Федору Юрьевичу

<b>Институт</b>	<b>ИПР</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ТПМ</b>
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Рабочая зона – Северо-Останинское нефтегазоконденсатное месторождение, в частности установка подготовки нефти и газокompрессорная станция. Работы производятся круглогодично.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты;</li> <li>– (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).</li> </ul> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты)</li> </ul>	<p><i>1.1 Вредные факторы – метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля. Углеводороды, входящие в состав попутного нефтяного газа и газового конденсата, а также метанол, образуют с воздухом взрывопожароопасные смеси, а их повышенная концентрация в рабочей зоне создает опасность для здоровья персонала. Природный газ в больших концентрациях оказывает на человека удушающее действие. Метанол – сильный яд (ГОСТ 222-95), действует преимущественно на нервную систему, проникает в организм через дыхательные пути и кожу.</i></p> <p><i>1.2 Опасные факторы – пожар, взрыв, температурное воздействие, высокие давления компримированного ПНГ. Пожароопасность, взрывоопасность, опасность поражения молнией, поражения электрическим током (защитное заземление и зануление), работа с химическими реагентами, механические травмы.</i></p>

<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p><i>Негативные воздействия на окружающую природную среду – загрязнение атмосферы, гидросферы, литосферы.</i></p> <p><i>Оценка воздействия месторождения на состояние земельных ресурсов, атмосферный воздух, состояние поверхностных вод.</i></p> <p><i>Характеристика месторождения как источника образования отходов производства и потребления.</i></p> <p><i>Комплекс мер по охране окружающей среды.</i></p>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<p><i>Чрезвычайные ситуации – взрывы, лесные пожары, разгерметизация оборудования. Оценка и прогнозирование чрезвычайных ситуаций.</i></p> <p><i>Описание возможных аварийных ситуаций.</i></p> <p><i>Характеристика мероприятий по защите персонала промышленного объекта в случае возникновения ЧС.</i></p>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <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>	<p><i>Меры безопасности при эксплуатации производственных объектов.</i></p>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<i>Ассистент</i>	<i>Кырмакова Ольга Сергеевна</i>			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<i>2БМ5Е</i>	<i>Кузнецов Федор Юрьевич</i>		

## 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РАБОТ НА УСТАНОВКЕ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

### 5.1 Профессиональная социальная безопасность

Выполнение данного вида работ сопровождается следующими вредными и опасными факторами, приведенными в таблице 1.

Таблица 5.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
1. Сливоналивные операции в резервуарных парках и автоналивных эстакадах; 2. Работы в емкостях, аппаратах и колодцах; 3. Установка и снятие заглушек; 4. Работы в местах возможного обитания медведей.	1. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу; 2. Пониженная температура воздуха рабочей зоны; 3. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; 4. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.	1. Опасность поражения электрическим током;  2. Травмоопасность;  3. Пожаровзрывоопасность.	ГОСТ 12.1.038-82[2] ГОСТ 12.1.005-88[3] СанПиН 2.2.4.548-96[4] ГОСТ 12.1.038-82[5] ГОСТ 12.1.004-91[6] ГОСТ 12.1.007-76[7] ГОСТ 12.1.008-76[8]

## 5.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)

Рассмотрим основные наиболее вероятные вредные производственные факторы на рабочем месте оператора технологических установок.

### 5.2.1. Наличие токсичных и вредных веществ.

Главным источником формирования данного фактора является возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования при проведении сливноналивных операций, что может вызвать отравление парами углеводородов.

Таблица 5.2 – Свойства сырья, готовой продукции и отходов производства [3]

Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	Предельно-допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны мг/м <sup>3</sup> (ГОСТ 12.1.005-88)
Нефть	Пары обладают наркотическим действием; вызывают отравление; при контакте с кожей возможна пигментация	10 - при перекачке; 300 - при хранении
Нефтяной газ	Оказывает физиологическое воздействие, напоминающее опьянение	300
Дизельное топливо	Мало токсично; раздражает слизистую оболочку и кожу человека	300
Масло индустриальное	Раздражает кожу и слизистую оболочку глаз	300
Тосол А-65	Не представляет опасности ингаляционных отравлений. Опасен при попадании вовнутрь.	9,6
Ингибитор коррозии СНПХ	Оказывает отравляющее воздействие на организм	40
Деэмульгатор-сепарол	Оказывает отравляющее воздействие на организм	40

Метанол	Оказывает отравляющее воздействие на организм	5
---------	---	---

Безопасность при сливноналивных работах обеспечивается применением различных технических и организационных мер:

1) К проведению сливноналивных операций в резервуарных парках, на железнодорожных и автоналивных эстакадах допускаются лица, прошедшие в установленном порядке медицинский осмотр, обучение, инструктаж и проверку знаний по охране труда.

2) Работники, производящие сливноналивные операции, должны быть обеспечены:

- костюмом брезентовым;
- сапогами кирзовыми;
- рукавицами брезентовыми;
- плащом непромокаемым;

на наружных работах зимой дополнительно:

- курткой хлопчатобумажной на утепляющей прокладке;
- брюками хлопчатобумажными на утепляющей прокладке;

3) Рабочее место (эстакада) должно быть обеспечено фильтрующим противогазом на случай аварийной ситуации.

4) На рабочем месте должны быть предусмотрены первичные средства пожаротушения.

5) Железнодорожные пути, эстакады, трубопроводы, сливноналивные шланги с наконечниками должны быть заземлены.

6) Работы во взрывоопасных и пожароопасных местах должны производиться инструментом, исключая образование искр.

7) Освещение резервуарных парков и эстакад должно быть прожекторное. Для местного освещения допускается применение

взрывобезопасных аккумуляторных фонарей напряжением 12 В, включение и выключение которых должно производиться вне взрывоопасной зоны.

### **5.2.2. Пониженная температура воздуха рабочей зоны.**

В соответствии со ст. 109 Трудового Кодекса Российской Федерации и постановлением Администрации Томской области от 11.02.2011 г. № 29а «О работе на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях в холодное время года», в целях обеспечения здоровых и безопасных условий труда работников при работе в холодное время года на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, установлены предельные значения температуры, при которых не могут производиться следующие работы на открытом воздухе:

Таблица 5.3 – Условия организации работ в холодный период года на открытом воздухе.

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
0	-36
0-5	-35
5-10	-34
Свыше 10	-32

Работы на холоде должны проводиться при соблюдении требований к мерам защиты работников от охлаждения.

Работающие в холодное время года на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях обеспечиваются комплектом средств индивидуальной защиты от холода с учетом климатического региона (пояса). Во избежание локального охлаждения работники обеспечиваются рукавицами, обувью, головными уборами, имеющими соответствующую теплоизоляцию. При температуре воздуха ниже -40 °С должна обеспечиваться защита лица и верхних дыхательных путей. Для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения. Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых

территорий и 75 м - для необогреваемых помещений. Допустимую продолжительность непрерывного пребывания на холоде и число 10-минутных перерывов на обогрев (за четырехчасовой период рабочей смены) следует определять по таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Режим работ на открытом воздухе в климатическом регионе (поясе) 1Б (IV) - районы Томской области.

Температура воздуха, °С	Скорость ветра, м/с											
	<=1		2		4		6		8		10	
	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б
-10	не регламентируется*								190	1	94	2
-15	не регламентируется*						157	1	118	1	90	2
-20	не регламентируется*				139	1	107	1	87	2	69	3
-25	142	1	126	1	99	2	82	2	67	3	56	3
-30	105	1	82	2	76	2	66	3	55	3	47	4
-35	83	2	76	2	63	3	55	3	45	4	40	4
-40	74	2	64	3	54	3	47	4	41	5	35	5
-45	59	3	55	3	48	4	42	4	36	5	31	5
-50	51	3	48	4	42	4	37	5	32	5	24	Г 7
-55	45	4	43	4	38	5	33	5	30	6	22	7
-60	41	4	38	5	35	5	30	6	27	6	20	8

Примечания:

\* - отдых по причине физической усталости вследствие возможного перегревания следует проводить в теплом помещении;

а - продолжительность непрерывного пребывания на холоде, мин.;

б - число 10-минутных перерывов для обогрева за четырехчасовой период рабочей смены.

### 5.2.3. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.

Главным источником формирования данного фактора является скопление вредных и взрывопожароопасных веществ, при работе связанной с осмотром, чисткой и ремонтом технологического оборудования, а также с установкой и снятием заглушек, что может вызвать отравление парами углеводородов и ожоги при возгорании смеси.

Таблица 5.5 – Индивидуальные углеводороды, входящие в состав нефтяных паров

<b>Углеводороды</b>	<b>Концентрационные пределы воспламенения, % (по объему).</b>
метан	5 – 15
этан	2.9 – 15
пропан	2.1 – 9.5
бутан	1.9 – 9.1
пентан	1.4 - 7.8
гексан	1.2 – 7.5

К работам внутри закрытых емкостей допускаются физически здоровые лица не моложе 20 лет, прошедшие специальное обучение по технике безопасности.

До начала выполнения работ емкость должна быть подготовлена к ремонту, освобождена от продукта и отключена от технологических магистралей.

Работы внутри емкостей должны проводиться бригадой (но менее 2 человек): в силосах – не менее 4 человек; в канализационных колодцах – не менее 3 человек.

Перед началом ремонта лицо, ответственное за производство работ, должно проверить надежность отключения емкости, соответствующими приборами провести анализ воздуха внутри емкости и убедиться, что содержание взрывоопасных и токсичных веществ не превышает допустимых нормами величин. В горячих емкостях необходимо также определить температуру воздуха. Содержание диоксида углерода, метана измеряется с помощью газоанализатора.

При выполнении работ, связанных с подачей сверху деталей, материалов и других предметов, могущих нанести при их падении травму, находящиеся внутри емкости рабочие должны использовать защитные каски. Работы в емкостях с недостаточным воздухообменом, а также при присутствии в них вредных веществ рабочий должен выполнять в надетом перед спуском шланговом противогазе ПШ-1 (с естественной подачей

воздуха) или ПШ-2 (с принудительной подачей воздуха). При применении шлангового противогаза гофрированный шланг должен выходить наружу емкости не менее чем на 2 м. Конец шланга (заборный патрубок) закрепляется в зоне чистого воздуха. Дублер постоянно должен следить за тем, чтобы шланг не перегибался, не скручивался или не зажимался каким-либо предметом.

Перед спуском в аппарат или емкость рабочий проходит инструктаж, проверяет в присутствии руководителя работы подгонку маски по лицу, при необходимости надевает спасательный пояс с сигнальной веревкой, берет аккумуляторную включенную взрывозащищенную электролампу напряжением 12 В и осторожно, не имея в руках никаких предметов, опускается в емкость. Затем ему подают необходимый для работы инструмент.

Продолжительность пребывания рабочего в емкости устанавливается инструкцией по производству работ внутри емкостей в зависимости от условий выполняемых в них работ. При работе с применением противогаза срок единовременного пребывания рабочего в емкости не должен превышать 15 мин, с последующим отдыхом на свежем воздухе в течение 15 мин.

Используемый инструмент и инвентарь должны исключать искрообразование (должны быть изготовлены из цветного металла или неискрящихся материалов).

#### **5.2.4. Повреждения в результате контакта с животными**

При выполнении служебных обязанностей в местах возможного обитания медведей несанкционированные отлучки и передвижение вне установленных маршрутов запрещены. Перемещение рабочих и специалистов в местах возможного обитания медведей должно осуществляться по имеющейся дорожной сети, а при ее отсутствии - по предварительно оговоренным маршрутам. При перемещении в местах возможного обитания медведей необходимо обозначать свое присутствие на

местности механическими звуками, разговорами и т.п. не допускается скрывать своего присутствия на местности (таиться, разговаривать шепотом, скрадывать зверя и т.п.).

В местах возможного обитания медведей следует помнить:

- само присутствие медведей на территории, где проводятся какие-либо мероприятия, не является опасным при условии, что зверь не ранен, не напуган и люди специально не провоцируют его своими неправильными действиями;
- передвижение медведей на местности происходит в основном в сумерках и ночью, днем животные отдыхают в зарослях и перемещаются крайне редко;
- когда медведь знает о присутствии человека, он, как правило, себя не обнаруживает.

При обнаружении признаков присутствия медведя следует немедленно остановить работы и эвакуировать персонал в безопасное место. При обнаружении медведя следует визуально определить расстояние до него, определить направление движения зверя, оценить его поведение, предпринять меры по предупреждению других работников. В этом случае не следует пытаться разглядывать зверя, привлекать его внимание, тем более преследовать, поскольку поведение напуганного зверя непредсказуемо и опасно. Безопасным расстоянием между медведем и человеком считается расстояние в 70-80 метров, опасным 30-50 метров, крайне опасным - расстояние в 10 и менее метров. При столкновении с медведем на короткой дистанции (10 и менее метров) необходимо разговаривая, плавно, без резких движений, пятясь назад и избегая смотреть на голову медведя, удалиться на 10-15 метров, после чего скорым шагом покинуть данное место. При проявлении медведем признаков агрессивного поведения (попытки преследовать людей, транспорт) следует немедленно предупредить всех работников об опасности. Укрыться в ближайших строениях. При встрече с медведем является недопустимым производить резкие движения, кричать,

бросать в животное палки, камни, использовать против животного такие средства самообороны как баллончик со слезоточивым газом - панические или агрессивные действия могут спровоцировать нападение зверя. категорически запрещается преследование медведей (в т.ч. на автотранспорте), стрельба по ним с целью отпугивания.

### **5.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности)**

Рассмотрим основные наиболее вероятные опасные производственные факторы на рабочем месте оператора технологических установок.

#### **5.3.1 Опасность поражения электрическим током**

При пользовании любыми электрическими приборами или аппаратами необходимо всегда помнить о том, что некорректное обращение с ними, неисправное состояние электропроводки или самого электроприбора, несоблюдение определенных мер предосторожности могут привести к поражению электрическим током. Неисправность электропроводки может стать причиной возгорания проводов и возникновения пожаров.

При эксплуатации электроприборов и электрооборудования возможно воздействие на работающих следующих опасных производственных факторов: поражение электрическим током при прикосновении к токоведущим частям; неисправность изоляции или заземления; искрение; возгорание.

Во время работы, а также во время перерывов на отдых следует строго выполнять следующие правила электробезопасности:

- перед первоначальным использованием электроприборов и электрооборудования внимательно ознакомиться с инструкцией по эксплуатации;
- включение электроприборов производить вставкой исправной вилки в исправную розетку; не включать электроприборы и

- электрооборудование в электрическую сеть мокрыми (влажными) руками;
- при неисправности электроприбора и электрооборудования прекратить работу, отключить электроприбор и электрооборудование от сети и сообщить непосредственному руководителю;
  - неукоснительно выполнять требования плакатов и знаков безопасности в зданиях, помещениях и на территории;
  - не наступать на электрические провода и кабели временной проводки, проложенные на поверхности пола (земли);
  - лица, эксплуатирующие электроприборы и электрооборудование, обязаны строго соблюдать правила пожарной безопасности, знать места расположения первичных средств пожаротушения, а также места их экстренного отключения;
  - в процессе эксплуатации электроприборов и электрооборудования персонал должен содержать в чистоте рабочее место;
  - соблюдать правила эксплуатации электроприборов и электрооборудования, не подвергать электроприборы и оборудование механическим ударам, не допускать их падения;
  - не производить самостоятельно ремонт и наладку неисправных электроприборов и электрооборудования.

Каждый раз перед пуском (включением) агрегата (механизма) с электроприводом необходимо убедиться:

- в наличии и исправности надёжного контактного соединения корпуса электродвигателя и токопроводящего кабеля с контуром заземления;
- в исправности узлов взрывозащиты, уплотнений, наличие болтов крепления;
- в наличии нанесенных стрелок на двигателях и приводимых ими механизмах, указывающих направление вращения механизма;

- наличие на кнопках управления надписей с наименованием агрегата, к которому они относятся, и положения «ПУСК», «СТОП»;
- в отсутствии вблизи агрегата посторонних лиц, ремонтного персонала на узловых соединениях агрегата;
- в наличии необходимых ограждений, наличие смазки.

При обслуживании агрегатов и механизмов с электроприводом необходимо вести постоянный контроль:

- работы электродвигателя, вибрации, температурой элементов и охлаждающих сред электродвигателя (температурой подшипников, воздуха и т.д.);
- наличия кожухов на вращающихся частях агрегатов, целостностью защитного заземления электродвигателя, токопроводящих проводов, кабелей и кнопок управления;
- работоспособности вентиляции, наличие и достаточность освещения.

Электродвигатели агрегатов и механизмов разрешается пускать из холодного состояния 2 раза подряд, из горячего – 1 раз. Последующие пуски разрешаются после охлаждения электродвигателя.

Электрооборудование должно быть немедленно остановлено в следующих случаях:

- при несчастных случаях с людьми;
- при появлении дыма или огня из корпуса электрооборудования;
- при поломке приводного механизма;
- нагрева подшипников выше допустимых норм;
- прекращения подачи масла в маслосистему;
- попадания воды в маслосистему;
- при значительном снижении числа оборотов электродвигателя;
- при резком увеличении вибрации подшипников агрегата.

### 5.3.2 Травмоопасность

Производственное оборудование, являющееся источником опасных факторов от движущихся частей машин и механизмов, должно соответствовать общим требованиям безопасности. При подготовке к пуску, пуск и эксплуатацию оборудования технологических установок, оператор должен соблюдать всю последовательность операций, указанных в технологических инструкциях. При обнаружении неполадок при работе оборудования, необходимо перейти на резервное, до устранения неисправности. Территории технологических установок всегда должны содержаться в чистоте, в зимнее время – очищаться от снега. Расположение трубопроводов, задвижек не должно мешать свободному проходу.

Специальными дополнениями к оборудованию являются защитные устройства, к которым относятся ограждения, блокировочные устройства и некоторые другие приспособления. Различают неподвижные и периодически открывающиеся ограждения. Во время запуска в действие механизма ограждение должно быть на месте и надежно закреплено; снимать ограждение можно только при полной остановки механизма и когда полностью исключена возможность приведения его в действие.

Блокировочные устройства делят на запретно - разрешающие и автоматические.

Запретно-разрешающие устройства препятствуют неправильному включению и выключению аппаратов, механизмов, пусковых, запорных устройств и т.д. Устройства автоматической блокировки служат для предотвращения неправильной последовательности включения аппаратов.

Сосуды, работающие под давлением, являются потенциальными источниками взрывов. Наиболее частыми причинами аварий с сосудами, работающими под давлением, являются: нарушение механической прочности частей аппаратов, превышение давления сверх допустимого, несоблюдение технологического режима, плохая организация обслуживания оборудования, недостатки в конструкции сосудов. Основное требование безопасной

эксплуатации сосудов, заключается в точном соблюдении норм технологического режима. Для этого необходимо исправное действие обвязывающих аппарат т/проводов, арматуры, запорных и спускных устройств, правильный выбор и поддержание в исправности приборов и предохранительных приспособлений (манометры, вакуумметры, термометры, предохранительные клапана и мембраны).

### **5.3.3 Взрывопожароопасность**

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

Технологические операции с нефтепродуктами, являющимися хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества. Для устранения опасности разрядов статического электричества при технологических операциях необходимо предусматривать следующие меры:

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

Заземляющие устройства для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами для электрооборудования и молниезащиты. Ручной отбор проб допускается не ранее, чем через 10 минут после прекращения налива. Пробоотборник должен иметь токопроводящий приваренный к его корпусу медный тросик. Перед отбором пробы

пробоотборник должен быть надежно заземлен путем подсоединения медного тросика к клеммному зажиму, расположенному преимущественно на перильном ограждении резервуара.

Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств защиты от проявлений статического электричества должны проводиться одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического и электротехнического оборудования. Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год.

См. п. 5.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

#### 5.4 Экологическая безопасность

Таблица 5.6 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при эксплуатации установки подготовки нефти

<b>Природные ресурсы и компоненты ОС</b>	<b>Вредные воздействия</b>	<b>Природоохранные мероприятия</b>
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами	Отправление отходов на полигон ОАО «Полигон» г. Томск
	Засорение почвы производственными и бытовыми отходами	Отходы производства направляются на переработку и обезвреживание по договору со специализированными организациями. Бытовые отходы размещаются на полигоне ТБО
Вода и водные ресурсы	Загрязнение промышленными стоками	Подготовка промышленных стоков и дальнейшее использование в системе ППД
	Загрязнение бытовыми стоками	Созданы очистные сооружения для бытовых стоков (канализационные устройства, септики)

Воздушный бассейн	Выбросы вредных и токсичных веществ при сжигании нефтяного газа на факелах и продувке оборудования	Строительство газокompрессорной станции
-------------------	--	---

После проведения оценки воздействия производственной деятельности на окружающую среду согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 принимаем ориентировочный размер санитарно-защитной зоны.

Таблица 5.7 – Санитарная классификация предприятий и ориентировочные размеры нормативных санитарно-защитных зон

Класс	Вид производства
Класс I – санитарно-защитная зона 1000 м	Предприятия по добыче нефти при выбросе сероводорода от 0,5 до 1 т/сутки, а также с высоким содержанием летучих углеводородов

## 5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

### Взрывопожароопасность

Категории зданий, помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности согласно НПБ 105-03 приведены в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных установок

№ пп	Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория взрывопожарной и пожарной опасности	Степень огнестойкости здания	Классификация помещений и наружных установок по ПУЭ[]	
				Класс взрывоопасной зоны	Категория и группа взрывоопасных смесей
1	Площадка узла	Ан	-	В-1г	ПА-Т1

	подключения				ПА-Т3
2	Площадка подогревателей	A <sub>н</sub>	-	B-1г	ПА-Т1 ПА-Т3
3	Технологическая площадка	A <sub>н</sub>	-	B-1г	ПА-Т1 ПА-Т3
4	Блок УПТГ	A	III	B-1a	ПА-Т1 ПА-Т3
5	Резервуарный парк	A <sub>н</sub>	-	B-1г	ПА-Т1 ПА-Т3
6	Насосная внешней и внутренней перекачки с узлом учета	A	II	B-1a	ПА-Т3
7	Насосная метанола	A	IV	B-1a	ПА-Т2
8	Емкости подземные аварийные и дренажные	A <sub>н</sub>	-	B-1г (укрытие насоса- B-1a)	ПА-Т1 ПА-Т3
9	Площадки факелов Верх факельного ствола ВД и НД	A <sub>н</sub> Г	- -	B-1г -	ПА-Т1 ПА-Т3 -
10	Площадка слива-налива нефти	A <sub>н</sub>	-	B-1г	ПА-Т3
11	Блок дозировки реагента	A	IV	B-1a	ПА-Т3
12	Склад химреагентов	A <sub>н</sub>	-	B-1г	ПА-Т3
13	Резервуары метанола	A <sub>н</sub>	-	B-1г	ПА-Т2

Возможные источники и причины пожаров и взрывов на рабочем месте:

- наличие легковоспламеняющихся жидкостей и взрывопожароопасных паров;
- наличие в котельной источника открытого огня и нагретых поверхностей;
- возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования;
- наличием электрооборудования;

- наличие нагретых поверхностей оборудования и трубопроводов;
- несоблюдение правил хранения смазочных масел и обтирочных материалов;
- возможность возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти друг о друга или со стенкой трубы.

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

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

Для локализации и ликвидации пожара должны использоваться стационарные средства пожаротушения. Проектом предусматриваются следующие виды пожаротушения: водяное, пенное и порошковое.

## **5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Глава составлена с учетом «Требований к структуре и оформлению проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья», утвержденных Приказом МПР России от 08.07.2010 г. № 254.

Требования по охране недр установлены законодательными и нормативными документами федерального уровня, основные из которых приведены ниже:

- Конституция Российской Федерации;
- Закон Российской Федерации «О недрах»;

- «Правила охраны недр»;
- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Кроме указанных выше нормативно-правовых актов федерального уровня недропользователь должен в своей хозяйственной деятельности руководствоваться нормативно-правовыми актами Томской области, направленными на охрану недр.

К работе оператором ТУ допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие квалификацию по профессии «оператор технологических установок», прошедшие медицинское освидетельствование и годные по состоянию здоровья, прошедшие вводный инструктаж и инструктаж на рабочем месте, обучение и проверку знаний по охране труда и промышленной безопасности, практически освоившие безопасные методы и приемы правильного обращения с механизмами, приспособлениями, инструментом. Оператор ТУ обязан соблюдать действующие в организации правила внутреннего трудового распорядка, график работы, режим труда и отдыха.

В соответствии с действующим законодательством оператору ТУ выдаются специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, предусмотренные типовыми отраслевыми нормами.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Попутный нефтяной газ (ПНГ) - это смесь углеводородных и неуглеводородных газов и паров, находящихся как в свободном, так и в растворенном состоянии, поступающих совместно с нефтью (из нефтяных добывающих скважин) на объекты обустройства нефтяных месторождений [1].

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

Природные и попутные (растворенные) газы почти всегда содержат различные твердые (песок, пыль, сварочный грат, окалину и др.) и жидкие примеси (воду, конденсат, масло). Очистка газа перед использованием на собственные нужды, а также перед подачей его в газопровод, крайне необходима. Жидкие частицы воды и конденсата, скапливаясь в пониженных местах, снижают пропускную способность газопровода и способствуют образованию в нем гидратных и гидравлических пробок. На производстве для очистки газа от твердых и жидких примесей широко применяются пылеуловители, газоочистители и сепараторы различной конструкции.

В данной работе были проведены исследования процесса сепарации в газосепараторе центробежного типа.

В результате проведения научно-исследовательской работы, были получены зависимости радиальной скорости и ускорения от точки ввода смеси в аппарат на участке от  $r_0$  до  $R$ . Так же была рассчитана максимальная производительность газосепаратора по жидкости (0,13 млн. м<sup>3</sup>/сутки). Количество жидкости, которое содержится в исследуемом газе, превышает производительность газосепаратора, и это означает что оставшаяся жидкость будет уноситься газом, что может привести к осложнению эксплуатации трубопроводов и оборудования. Для того, чтобы увеличить эффективность

работы газосепаратора и избежать осложнений следует:

1. Понизить давление в аппарате для интенсификации процесса газовыделения из жидкости;
2. Повысить температуру смеси, уменьшив при этом поверхностное натяжение на границе раздела фаз;
3. Изменить конструкцию завихрителя (уменьшить диаметр), т.е изменить точку ввода смеси, с целью увеличения начального радиально ускорения и радиальной скорости движения частицы, что приведет к увеличению производительности аппарата по жидкости;
4. Изменить конструкцию завихрителя для увеличения начальной скорости движения капли жидкости;
5. Увеличить объем аппарата, т.е. увеличить общую пропускную способность сепаратора, или параллельно ввести в работу несколько сепараторов.

Во время исследования, был проведен экономический анализ, в котором был рассчитан бюджет, включающий в себя учет всех необходимых затрат, для проведения научных исследований и экономическая эффективность. Согласно данным из таблицы 4.8 бюджетный фонд, сформированный для проведения научно-исследовательской работы по повышению производительности газосепаратора, составил 2508,348 тыс. руб.

Чистая прибыль от дополнительного количества нефти, транспортируемого на приемо-сдаточный пункт, составила 945,8048 тыс.руб. в сутки. Данная прибыль была получена, с учетом полной загруженности газосепаратора равной 0,13 млн. м<sup>3</sup>/сутки.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Соловьянов А. А. Попутный нефтяной газ. Технология добычи, стратегии использования: учеб. пособие / А. А. Соловьянов, В. В. Тетельмин, В. А. Язев. – Долгопрудный; Издательский Дом «Интеллект», 2013. –208 с.
2. Стратегия использования попутного нефтяного газа в Российской Федерации / А. А. Соловьянов [и др.]. – М.: ЗАО Редакция газеты «Кворум», 2008. –320 с.
3. Регулярные процессы и оборудование в технологиях сбора, подготовки и переработки нефтяных и природных газов: учеб. пособие / Е. П. Запорожец [и др.]. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2012. – 620с.
4. Арнольд К. Справочник по оборудованию для комплексной подготовки газа. Промысловая подготовка углеводородов: пер. с англ. / К. Арнольд, М. Стюард. – М.: ООО «Премиум Инженеринг», 2009. – 630 с.
5. Арнольд К. Справочник по оборудованию для комплексной подготовки нефти. Промысловая подготовка углеводородов: пер. с англ. / К. Арнольд, М. Стюард. – М.: ООО «Премиум Инженеринг», 2011. – 776 с.
6. Тронов В. П. Сепарация газа и сокращение потерь нефти / В. П. Тренов – Казань: «ФЭН», 2002. – 408 с.
7. Иванов С. С. Увеличение выхода нефти и снижение содержания легких жидких углеводородов в нефтяном газе при проектировании установок подготовки нефти [Текст] / С. С. Иванов, М. Ю. Тарасов // Нефтяное хозяйство. – 2011.-№8. – с.138-140.
8. Скобла А.И., Молоканов Ю.К., Владимиров А.И., Щелкунов ВА. – Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: Учебник для вузов. — 3- изд., перераб. И доп. — М.: ОО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 677 с.

9. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа: Учеб. Для вузов. – 7-е изд., испр. – Москва: Дрофа, 2003. – 840 с.
10. Кочин Н.Е., Кибель И.А, Розе И.В. Теоретическая гидромеханика – Часть первая – Москва: Государственное издательство физико-математической литературы, 1963. – 578с.
11. Кочин Н.Е., Кибель И.А, Розе И.В. Теоретическая гидромеханика – Часть вторая – Москва: Государственное издательство физико-математической литературы, 1963. – 724с.
12. Потанин Е.П., Федоров В.Ф. Элементы гидродинамики: Учебное пособие. М.: НИЯУ МИФИ, 2012. – 56 с.
13. Ильин В.В. Применение вихревых аппаратов для промышленной подготовки ПНГ на УПН «Западный Тэбук» / В.В. Ильин, И.Ю. Быков // XII международная молодежная научная конференция: УГТУ, 2011.- с.121-126.
14. М.В. Василевский, Е.Г. Зыков Расчет эффективности очистки газа в инерционных аппаратах: Учебное пособие. – Томск: Издательство ТПУ, 2005 – 86 с.
15. Зиберт Г.К. Подготовка и переработка углеводородных газов и конденсата. Технологии и оборудование: справ. пособие. -М.: ОАО Недр-Бизнесцентр, 201.- 316с.
16. Савватеев Н.Ю. Сокращение потерь углеводородов при промышленной подготовке нефти к магистральному транспорту: автореф. дис. канд. техн. наук. – Тюмень, 2002. – 25 с.
17. Синайский Э.Г. Сепарация многофазных многокомпонентных систем / Э.Г. Синайский, Е.Я. Лапига, Ю.В. Зайцев. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 621 с.
18. O. V. Braginskii and S. Ya. Chernavskii. Utilization of Associated Petroleum Gas: Economic Issues, Received June 12, 2010.

19. Oil & Gas Production Handbook.
20. Petroleum and Gas Field Processing - Н. К. Abdel-Aal and Mohamed Eggour.
21. Федеральный закон от 24.07.2009 №212-ФЗ «О страховых взносах в Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования Российской Федерации, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования» ред. от 29.12.2016.
22. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы бакалавров и магистров Института природных ресурсов /Сост. С.В. Романенко, Ю.В. Анищенко, – Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – с. 11.
23. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
24. ГОСТ 12.1.005–88 (с изм. №1 от 2000 г.). ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01. 01.89).
25. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений, утв. Постановлением ГКСЭН России 01. 10. 1996 г. – М.: Информационно-издательский центр Минздрава России, 1997. – 39 с.
26. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.
27. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с изм. 1990 г.).
28. ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.
29. Постановление от 11.02.2011 г. №29а. Об организации работ в холодное время года на открытом воздухе и в закрытых необогреваемых помещениях на территории Томской области.

- 30.НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
- 31.Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОР Р М-016-2001). – СПб.: ДЕАН, 2001. – 120 с.
- 32.СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов
- 33.ПБ 07-601-03. Правила охраны недр.
- 34.ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### СПОСОБЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕФТЯНОГО ГАЗА

### OVERVIEW OF APG UTILISATION OPTIONS

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Е	Кузнецов Федор Юрьевич		

Консультант кафедры ТПМ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор кафедры ТПМ	Томилин Александр Константинович	д.ф.-м. н		

Консультант – лингвист кафедры ИЯПР :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Баранова Анастасия Викторовна			

## Introduction

Associated petroleum gas (APG) is isolated from borehole fluid during oil extraction; its volume is rigidly bound to oil extraction and characterized by the gas-to-oil ratio, i.e., the ratio of the gas volume to the amount of oil extracted. Published data on possible gas-to-oil ratios are diversified. Estimation of this characteristic for Russia is troublesome, because many of the oil extraction fields are not equipped with gas metering facilities. For example, A.V. Savinov [1] estimated the average gas-to-oil ratio for Russia at 118 m<sup>3</sup> APG per oil ton (for 2006) and noted that "the volumes of the extracted, used, and burned associated petroleum gas for the most part are not measured by instrumental methods."

As regards the use of APG, it should be noted that, for a fairly long time, APG has been considered worldwide as a waste from oil extraction, which was mainly treated by venting or flaring. Those were peculiar methods of burial of the oil extraction "waste" in the atmosphere. A decisive step that altered this attitude to APG was made in 1946 by the State of Texas regulatory agency which required that oil companies utilize gas under the threat of oil extraction closure. Owing to significant efforts that followed, nearly 98% APG extracted in the US is utilized today [2]. In Russia, APG "is still regarded as a byproduct of oil extraction, rather than a valid mineral product such as, e.g., oil or natural gas" [3]. Direct (without flaring) release of APG into the atmosphere, which is sometimes practiced in oil extraction, undoubtedly poses certain damage. Though very harmful to the environment and human health, APG "burial" in the atmosphere via flaring still takes place. According to NOAA (US) estimates, the world's largest amount of APG in 2008 was flared in Russia.

It should be noted that experts' opinions on the APG volume flared strongly differ. For example, in 2008 it was estimated by the Russian Federation Ministry of Natural Resources and Environment, the Russian Gas Society, PFG Energy (US), and NASA (US) (based on space survey data) at 15, 20, 38, and 50-60 billion m<sup>3</sup>, respectively. The table lists the official data on APG production,

flaring, and utilization in Russia, available from the Central Dispatching Office of the Russian Federation Energy Ministry (CDU TEK).

In view of the fact that many of the oil fields are not equipped with metering facilities, those numbers are only estimates. However, even they suggest that large-scale APG flaring is widely practiced in Russia. Evidently, insufficient metering is supportive to this practice: It decreases the degree of the threat of the extraction license withdrawal and the fine to be charged for flaring in excess of existing limits.

Widely spread flaring practice suggests that, in many cases, oil companies do not associate any economic gain with changing to an alternative route, utilization. If an oil company prefers to pay for flaring in excess of appropriate limits rather than to undertake efforts aimed at APG utilization, this typically means that the loss it would suffer in the latter case exceeds the fine to be charged in the former. Possible ways to alter this situation include:

### **Flaring emissions**

In oil reservoirs, there is always a certain amount of natural gas present. Depending on the pressure in the reservoir, the gas can either be dissolved in the oil, or lay as a cap above the oil. When the oil is extracted, the dissolved gas, also labelled **associated petroleum gas (APG)**, follows. The gas-to-oil (GOR) ratio varies greatly from one oil field to the next, ranging from 1-2 m<sup>3</sup> to thousands of m<sup>3</sup> of gas per ton of oil. When the oil and gas mixture reaches the surface, the gas has to be separated from the oil before the oil enters the pipelines. Most flaring processes usually take place at stack top with the visible flame, as opposed to incineration, where waste gas is combusted at the furnace. Flaring during well tests, production of associated gas, refining and other processing stages is used in a way of open flame. There are some reasons for that: first, gas may contain corrosive compounds, so it can be quite destructive, secondly, there might be the need to dispose huge amounts of gas in a short time.

Combustion of natural gas is called flaring, while releasing it to the atmosphere is known as venting. Due to unavailability of local market and transportation systems in production areas, operators usually flare or vent associated gas to avoid additional treatment and processing expenses. Decision of flaring and venting or processing of gas might depend on natural gas prices which could have a major impact on it. For safety reasons, venting is not a common practice.

### **Venting and Fugitive emissions**

Fugitive emissions refer to unintentional methane leakages from oil and gas operations, whereas venting emissions are related to the intentional release of methane to the environment for maintenance or other reasons and they are both a source of greenhouse gas emissions in many countries. Methane emissions occur at all stages of the value chain of natural gas and oil activities, although they concern mainly upstream activities. Methane emissions predominantly occur during gas production and transportation (e.g. from compressors, dehydrators and pumps, pneumatic devices, fugitive leakages, well blow-downs and completions). Production of oil is also a source of methane emissions in many regions (e.g. degassing of fluids, flaring/cold venting and product storage/loading); however oil upstream activities emit much less methane than natural gas upstream operations.

The principal sources of methane emissions in the natural gas sector are attributed to unintentional equipment or pipeline leaks. These fugitive emissions occur as the gas circulates at extremely high pressure through different parts of the infrastructure of natural gas systems and escapes into the atmosphere through tattered connections in the pipelines, worn pump and compressor seals, valves or flanges. Emissions also occur during maintenance and venting activities, as well as through accidents and equipment failures. In the oil sector, methane emissions occur mainly from gas venting from oil wells, oil storage tanks and production equipment. Some studies indicate that methane emissions from natural gas and oil systems account for approximately 18% and 2%, respectively, of global methane

emissions. Emissions are expected to grow as natural gas and oil consumption increases, due to aging infrastructure.

These emissions are difficult to quantify with a high degree of accuracy and there is substantial uncertainty in the values available for some of the major oil and gas producing countries (e.g. Russia). In the public domain, available data predominantly originate from North America (i.e. US and Canada) since very few empirical studies are available for other key oil and gas regions. The main reason for uncertainty in the assessment of methane emissions is the fact that measurement programmes are time consuming and very costly to perform, therefore operators tend to rely on the use of simple production- based emission factors which are susceptible to excessive errors.

### **Upstream Emission Reduction Technologies**

In oil fields where there are important quantities of associated gas, the most common practice utilized until today is flaring, i.e. open air burning of APG. Flaring has severe environmental effects and is economically wasteful. Even in sites with installed burners of high flaring efficiency, there are big amounts of greenhouse gases released to the atmosphere. The output of the flaring process includes mainly carbon dioxide and quantities of methane, which can be quite important depending on the composition of the gas and the flaring efficiency. Methane emission from gas flares is the result of incomplete combustion of the waste gas and thus is related to the destruction efficiency of the flares.

Due to the hazardous consequences of flaring gas, it is not considered as an option for upstream emission reduction, although it is a solution for minimising the emission of methane, which is a much more potent gas than carbon dioxide, in terms of global warming. Therefore flaring will not be discussed as an upstream emission reduction option in the present section, which will rather focus on alternative solutions and technologies.

## Overview of APG Utilisation Options

For each site where APG is flared, a number of alternative value chains may be established to recover and utilize part of the gas. The economic viability of each of these APG utilisation options is affected by a large number of factors, e.g. gas characteristics, location and presence of existing infrastructure, market conditions, etc. The optimal solution for a particular site is thus highly case specific.

Different APG streams can have large variations in gas composition and impurities, and thus may require different levels of treatment. The variation in composition also means that different APG streams will provide different product yields and thus different economic values, even when applying the same technological solutions. Some gas utilisation options, such as processing into dry gas, LPG or natural gasoline, have better returns when the recoverable gas stream is "rich", i.e., when it contains a large portion of heavier hydrocarbons. Other options for APG use, such as large-scale electricity generation, generally work better when the gas is "lean". An APG stream will always be more attractive when it contains fewer impurities and is at an elevated pressure, due to reduced costs required for treatment and compression.

The alternative options available for utilizing the APG can be categorised as follows:

### **1. Reinjection** (for disposal or enhanced oil recovery)

Reinjection is a purely local option. This is primarily done to maintain the pressure to sustain the level of oil production (Enhanced Oil Recovery - EOR), but the gas may also be reinjected for preservation for future usage (or to be left in the reservoirs, thus avoiding CO<sub>2</sub>-emissions, as well as providing safe disposal of acid gases). Reinjection is a somewhat uncertain option as different geological foundations to different degrees lend themselves to hold gas. It is thus, for geological reasons, not applicable in all oil fields, and in some regions such as Western Siberia, the region where most of the flaring takes place, the sedimentary rock is not suited for reinjection. Reinjection may in certain cases also be costly,

because the gas needs to be compressed before injected into the reservoir. The fact that reinjected gas in itself does not produce any revenues makes this option economically unattractive to oil companies. On the other hand, if the reinjected gas can contribute to enhance oil recovery, reinjection may be a more financially viable option. The advantages and disadvantages of reinjection are presented in Table 1.

Table 1 Reinjection of associated gas: advantages and disadvantages

Optionn	Advantages	Disadvantages
Re-inject for future use	Reservoir preservation	Not all formations are suited for reinjection because of high capital cost for local processing and compression
Re-inject for Enhanced Oil/Gas Recovery (EOR/EGR)	Provides revenue through increased oil production, may allow future recovery of re-injected gas	Not all formations are suitable for gas EOR because of high capital cost for local processing and compression

## **2. Power generation, local or regional**

Power generation may be either local or regional. Local power generation produces electricity for use on site, thus saving the oil company expenses in purchased electricity or diesel for power generation. However, not only these facilities are capital intensive, but also the energy needs of an oil field are limited compared to the available power produced from APG. If there are no local consumers (industry or communities) in the vicinity that could take advantage of

excess power production, local power generation is thus only a limited solution. Regardless of local or regional consumers, power generation also requires access to a regional power grid to dispose of surplus power. Regional power generation gathers gas from a number of wells, and thus entails even larger processing and infrastructure investments. The revenues from gas sales to electricity generators, assuming a sufficiently high price level for electricity, is however a motivator for oil producers to go for this alternative. Another option for power generation is the formulation of joint ventures between oil companies possessing neighbouring fields and power generating companies. The advantages and disadvantages of local and regional power generation are summarised in Table 2.

Table 2 Local or regional power generation: Advantages and disadvantages

Option	Advantages	Disadvantages
Local electricity generation	Savings in purchased electricity or purchased diesel for power generation	Capital cost; field typically requires only 30% of the power that APG could generate. Other local markets may be limited or nonexistent
Regional electricity generation	Economic and environmental savings in purchased diesel to generate power - engine of regional integration	Capital cost of gathering and processing infrastructure; low domestic electricity prices limit price offered for gas.

### **3. Compression for sale as dry gas**

Another option for APG utilisation is to exploit it commercially as natural gas. APG has a much lower density than natural gas, and as the APG needs to be transported within the natural gas pipelines, it is necessary to compress it beforehand. This process is expensive, and in order to be economically worthwhile, the oil companies need to be able to sell the compressed gas at a sufficiently high price. There is evidently also larger potential for profits if the flow of APG is substantial and stable, allowing for economies of scale.

### **4. Fractionation into components to be further processed.**

This is the option that allows the economic potential of APG to be exploited to the greatest extent. However, it requires large investments into APG collection and transportation to oil-processing plants, whose construction, in turn, entails large costs which are justified only in the case of fairly large volumes of gas being processed.

There can be no universal APG processing option because of noticeable variations in the gas composition and volume, as well as in the distances separating oil fields and compressor stations, gas processing plants, conservation facilities, and consumers.

One of the schemes suggested for selection of an appropriate technology for APG utilization consists in the following. When APG is produced in small volumes, the recommended choice is to spend it for meeting the oil field needs. In the case of larger gas volumes this option is to be complemented by power production and primary distillation of APG into dry lean gas (DLG) to be used as fuel for boilers and liquid hydrocarbons to be discharged into an oil reservoir. In the case of APG amounts of 50-150 million m<sup>3</sup> year<sup>-1</sup> a reasonable option consists in distillation into DLP, stable natural gasoline (SNG), and liquefied hydrocarbon gases (LHG), as well as power generation. For APG volumes in excess of 150 million m<sup>3</sup> year<sup>-1</sup>, the recommended option is distillation into DLG, SNG, and LHG.

A widespread world practice consists in development of gas-chemical plants on the basis of APG and natural (ethane-rich) gas. This route was chosen by oil and gas chemical industry in the United States and Canada in which the gas processing and gas chemical industries were integrated, and now is followed by some less developed countries in Near and Middle East, Southeast Asia, and Central and South America. Especially impressive is the success achieved by Saudi Arabia which created major oil and gas chemical industry on the basis of APG and natural (ethane-rich) gas.

Table 3 Liquid products of processed APG

NGL	LPG	LNG	GTL
Consists primarily of molecules heavier than methane like ethane, propane and butane separated from gas as liquids through methods such as absorption, condensation in gas processing or cycling plants; exists as condensate at low pressure, LPG at high pressure, and natural gas at intermediate pressure	A mixture of primarily propane and butanes that exists in a liquid state at room temperature	Natural gas that has been cooled to a liquid form at a temperature of approximately -160 °C and atmospheric pressure; consists primarily of methane	Process of converting natural gas to liquid products like methanol, middle distillates (diesel and jet fuel), diethyl ether (DME), specialty chemicals and waxes

The attractiveness of each of these utilisation options will vary between oil fields due to a number of reasons related to size, location and capital allocation considerations. According to a study by PFC Energy (2007) local electricity

generation is the best option for small fields, whereas very large fields that may connect to the power grid may benefit mostly from feeding combined cycle gas turbine (CCGT) power generation.

Gas is considered the cheapest fuel. Its use in power plants makes it possible to reduce the cost of electricity by 30% in comparison with coal-fired power plants. Simplicity of gas supply to the furnaces allows to automate the operation of the overwhelming number of boiler rooms and various types of furnaces operating on gas. In addition, the use of gas as fuel is of great sanitary importance. The gas burns in the air without smoke, does not give soot and does not pollute the atmosphere of cities. Natural and associated gases transported along main gas pipelines almost always contain various solid impurities (sand, dust, welding beads, scale, etc.) and liquid impurities (water, condensate, oil). Most impurities fall into the gas pipeline with gas from the wells. However, on new gas pipelines, especially in the initial period of operation, despite mandatory purging before commissioning, there remain a large number of different mechanical impurities and water. The oil systematically enters the gas pipeline through compressors and centrifugal superchargers installed at compressor stations. Cleaning the gas before it is fed into the gas pipeline is extremely necessary. The solid particles in the gas, getting into the piston compressors, accelerate the wear of the piston rings, valves and cylinders, and in the centrifugal superchargers wear of the impellers and the supercharger body itself. In addition, they destroy the reinforcement installed on the linear part of the gas pipeline, at compressor and gas distribution stations. Liquid particles of water and condensate, accumulating in lowered places, narrow the cross-section of the gas pipeline and promote the formation of hydrate and hydraulic plugs in it. On main gas pipelines for gas purification from mechanical impurities widely used dust collectors, gas scrubbers and separators of various designs.

## **Two-Phase Gas-Oil Separation**

At the high pressure existing at the bottom of the producing well, crude oil contains great quantities of dissolved gases. When crude oil is brought to the surface, it is at a much lower pressure. Consequently, the gases that were dissolved in it at the higher pressure tend to come out from the liquid. Some means must be provided to separate the gas from oil without losing too much oil.

In general, well effluents flowing from producing wells come out in two phases: vapor and liquid under a relatively high pressure. The fluid emerges as a mixture of crude oil and gas that is partly free and partly in solution. Fluid pressure should be lowered and its velocity should be reduced in order to separate the oil and obtain it in a stable form. This is usually done by admitting the well fluid into a gas-oil separator plant (GOSP) through which the pressure of the gas-oil mixture is successively reduced to atmospheric pressure in a few stages.

Upon decreasing the pressure in the GOSP, some of the lighter and more valuable hydrocarbon components that belong to oil will be unavoidably lost along with the gas into the vapor phase. This puts the gas-oil separation step as the initial one in the series of field treatment operations of crude oil. Here, the primary objective is to allow most of the gas to free itself from these valuable hydrocarbons, hence increasing the recovery of crude oil.

Crude oil as produced at the wellhead varies considerably from field to field due not only to its physical characteristics but also to the amount of gas and salt water it contains. In some fields, no salt water will flow into the well from the reservoir along with the produced oil. This is the case we are considering in this chapter, where it is only necessary to separate the gas from the oil; (i.e., two-phase separation)

When, on the other hand, salt water is produced with the oil, it is then essential to use three-phase separators, oil-field separators can be classified into two types based on the number of phases to separate:

Two-phase separators, which are used to separate gas from oil in oil fields, or gas from water for gas fields.

Three-phase separators, which are used to separate the gas from the liquid phase, and water from oil.

Oil from each producing well is conveyed from the wellhead to a gathering center through a flow line. The gathering center, usually located in some central location within the field, will handle the production from several wells in order to process the produced oil-gas mixture.

Separation of the oil phase and the gas phase enables the handling, metering, and processing of each phase independently, hence producing marketable products.

### **Theory of gas-oil separation**

In order to understand the theory underlying the separation of well effluent hydrocarbon mixtures into a gas stream and oil product, it is assumed that such mixtures contain essentially three main groups of hydrocarbon,

1. Light group, which consists of CH<sub>4</sub> (methane) and C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> (ethane)
2. Intermediate group, which consists of two subgroups: the propane/butane (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>/C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>) group and the pentane/hexane (C<sub>5</sub>H<sub>12</sub>/C<sub>6</sub>H<sub>14</sub>) group.
3. Heavy group, which is the bulk of crude oil and is identified as C<sub>7</sub>H<sub>16</sub>.

In carrying out the gas-oil separation process, the main target is to try to achieve the following objectives:

1. Separate the C<sub>1</sub> and C<sub>2</sub> light gases from oil
2. Maximize the recovery of heavy components of the intermediate group in crude oil
3. Save the heavy group components in liquid product to accomplish these objectives, some hydrocarbons of the intermediate group are unavoidably lost in the gas stream. In order to minimize this loss and maximize liquid recovery, two methods for the mechanics of separation are compared:
  - Differential or enhanced separation
  - Flash or equilibrium separation

In differential separation, light gases (light group) are gradually and almost completely separated from oil in a series of stages, as the total pressure on the well-effluent mixture is reduced. Differential separation is characterized by the fact that light gases are separated as soon as they are liberated (due to reduction in pressure). In other words, light components do not come into contact with heavier hydrocarbons; instead, they find their way out. For flash separation, on the other hand, gases liberated from the oil are kept in intimate contact with the liquid phase. As a result, thermodynamic equilibrium is established between the two phases and separation takes place at the required pressure.

Comparing the two methods, one finds that in differential separation, the yield of heavy hydrocarbons (intermediate and heavy groups) is maximized and oil-volume shrinkage experienced by crude oil in the storage tank is minimized. This could be explained by the fact that separation of most of the light gases take place at the earlier high- pressure stages; hence, the opportunity of losing heavy components with the light gases in low-pressure stages is greatly minimized. As a result, it may be concluded that flash separation is inferior to differential separation because the former experiences greater losses of heavy hydrocarbons that are carried away with the light gases due to equilibrium conditions.

Nevertheless, commercial separation based on the differential concept is very costly and is not a practical approach because of the many stages required. This would rule out differential separation, leaving the flash process as the only viable scheme to affect gas-oil separation using a small number of stages, a close approach to differential separation is reached by using four to five flash separation stages.

## **Gas-oil separation equipment**

The conventional separator is the very first vessel through which the well effluent mixture flows. In some special cases, other equipment (heaters, water knockout drums) may be installed upstream of the separator.

The essential characteristics of the conventional separator are the following:

- It causes a decrease in the flow velocity, permitting separation of gas and liquid by gravity.
- It always operates at a temperature above the hydrate point of the flowing gas.

The choice of a separator for the processing of gas-oil mixtures containing water or without water under a given operating conditions and for a specific application normally takes place guided by the general classification.

### **Functional Components of a Gas-Oil Separator**

Regardless of their configuration, gas-oil separators usually consist of four functional sections:

1. Section A: Initial bulk separation of oil and gas takes place in this section. The entering fluid mixture hits the inlet diverter. This causes a sudden change in momentum and, due to the gravity difference, results in bulk separation of the gas from the oil. The gas then flows through the top part of the separator and the oil through the lower part.
2. Section B: Gravity settling and separation is accomplished in this section of the separator. Because of the substantial reduction in gas velocity and the density difference, oil droplets settle and separate from the gas.
3. Section C: Known as the mist extraction section, it is capable of removing the very fine oil droplets which did not settle in the gravity settling section from the gas stream.

4. Section D: This is known as the liquid sump or liquid collection section. Its main function is collecting the oil and retaining it for a sufficient time to reach equilibrium with the gas before it is discharged from the separator.

In separating the gas from oil, a mechanical mechanism could be suggested which implies the following two steps:

1. To separate oil from gas: Here, we are concerned primarily with recovering as much oil as we can from the gas stream. Density difference or gravity differential is responsible for this separation. At the separator's operating condition of high pressure, this difference in density between oil and gas becomes small (gas law). Oil is about eight times as dense as the gas. This could be a sufficient driving force for the liquid particles to separate and settle down. This is especially true for large-sized particles, having diameter of 100 mm or more. For smaller ones, mist extractors are needed.
2. To remove gas from oil: The objective here is to recover and collect any non solution gas that may be entrained or "locked" in the oil. Recommended methods to achieve this are settling, agitation, and applying heat and chemicals.

## References

1. CanmetENERGY. Gogolek P., et al. (2010). Emissions from Elevated Flares – A Survey of the Literature.
2. CanmetENERGY. P. Gogolek. Experimental Studies on Methane Emissions from Associated Gas Flares.
3. O. B. Braginskii and S. Ya. Chernavskii. Utilization of Associated Petroleum Gas: Economic Issues, Received June 12, 2010
4. Petroleum and Gas Field Processing - H. K. Abdel-Aal and Mohamed Eggour.
5. Oil & Gas Production Handbook.