



федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

**ИНСТИТУТ ХИМИИ И ИНЖЕНЕРНОЙ ЭКОЛОГИИ**  
**Кафедра «Рациональное природопользование и ресурсосбережение»**

УТВЕРЖДАЮ  
Зав. Кафедрой «РПиР»

\_\_\_\_\_ М.В. Кравцова  
(подпись) (И.О. Фамилия)  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение бакалаврской работы**

Студент Филатов Александр Юрьевич \_\_\_\_\_

1. Тема Решение экологической проблемы факельных выбросов попутных газов в нефтехимическом кластере
2. Срок сдачи студентом законченной бакалаврской работы 10.06.2016
3. Исходные данные к бакалаврской работе Законодательная база, научная литература по теме, методики технологических расчетов, техническая документация ОАО «СН-МНГ»
4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов, разделов)
  - 4.1 Попутный нефтяной газ. Негативное воздействие на окружающую среду и способы снижения антропогенной нагрузки
  - 4.2. Конструкторско-технологическая часть
5. Ориентировочный перечень графического и иллюстративного материала: эскизный проект предлагаемого устройства, таблицы и рисунки по заданной тематике

7. Дата выдачи задания «16» марта 2016г.

Руководитель бакалаврской работы

\_\_\_\_\_  
(подпись)

**В.С. Гончаров**

(И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_  
(подпись)

**А.Ю. Филатов**

(И.О. Фамилия)

федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

**ИНСТИТУТ ХИМИИ И ИНЖЕНЕРНОЙ ЭКОЛОГИИ**  
**Кафедра «Рациональное природопользование и ресурсосбережение»**

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой «РПиР»

\_\_\_\_\_ М.В. Кравцова  
(подпись) (И.О. Фамилия)  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

Студента Филатова Александра Юрьевича

по теме Решение экологической проблемы факельных выбросов попутных газов в нефтехимическом кластере

Наименование раздела работы	Плановый срок выполнения раздела	Фактический срок выполнения раздела	Отметка о выполнении	Подпись руководителя
Введение	До 13.04.2016			
Попутный нефтяной газ. Негативное воздействие на окружающую среду и способы снижения антропогенной нагрузки	До 25.04.2016			
Конструкторско-технологическая часть	До 15.05.2016			
Заключение	До 25.05.2016			

Оформление пояснительной записки и графических материалов	До 10.06.2016			
---	------------------	--	--	--

Руководитель бакалаврской работы

В.С. Гончаров

(подпись)

(И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

А.Ю. Филатов

(подпись)

(И.О. Фамилия)

## АННОТАЦИЯ

**Бакалаврскую работу** выполнил: Филатов А.Ю.

**Тема работы:** Решение экологической проблемы факельных выбросов попутных газов в нефтехимическом кластере

**Научный руководитель:** Гончаров В.С.

**Цель бакалаврской работы** – снижение антропогенного воздействия существующих факельных выбросов открытого типа и рациональное использование продуктов сгорания с положительным эффектом на окружающую среду.

В соответствии с намеченной целью были поставлены следующие задачи:

1. провести анализ состава добываемых жидких и газообразных углеводородов, вредных составляющих попутных газов, новых направлений утилизации попутных газов;
2. разработать типовую конструкцию горизонтальной закрытой печи для сжигания углеводородов;
3. выполнить тепловой расчет топочной камеры и рассчитать блок каталитической очистки для восстановления окисленных продуктов;
4. разработать горизонтальное распылительное устройство для рассеивания газообразных продуктов усваиваемых растениями;

Объектом исследования в бакалаврской работе является нефтяное месторождение Локосово, предприятие ОАО Славнефть-Мегионнефтегаз».

Предметом исследования является разработка технического решения для снижения антропогенного воздействия сжигания попутного нефтяного газа.

Информационной базой при выполнении бакалаврской работы являлись учебники, рассматриваемые теоретические аспекты темы, внутренние технические документы предприятия, научная литература по данной теме.

Краткие выводы по бакалаврской работе: В данной работе проведен анализ качественных и количественных характеристик попутных нефтяных газов, химический аспект воздействия его на окружающую среду а так же методы и средства утилизации попутных нефтяных газов. Проведены технологические расчеты предлагаемого устройства для безопасного сжигания попутного нефтяного газа с последующим его рассеиванием в окружающую среду.

Бакалаврская работа состоит из введения, двух глав, заключения, библиографического списка и приложений.

Во введении обосновывается актуальность проводимого исследования, описывается цель, задачи исследования.

В первой главе проведен анализ существующей ситуации с добычей, использованием и утилизацией попутного нефтяного газа, а также влияние эмиссии его в атмосферный воздух.

Во второй главе проведены расчеты и выбор основных узлов предлагаемого устройства.

Структура и объем работы. Работа состоит из введения, 2-х разделов, заключения, списка литературы из 73 источников и 2 приложений. Общий объем работы, без приложений 65 страниц машинописного текста, в том числе таблиц – 7, рисунков – 4.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
ГЛАВА 1. ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ. НЕГАТИВНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СПОСОБЫ СНИЖЕНИЯ АНТРОПОГЕННОЙ НАГРУЗКИ	12
1.1 Общие сведения о попутном нефтяном газе, его качественные и количественные характеристики	12
1.2 Анализ влияния попутного нефтяного газа на окружающую среду	19
1.2.1 Процессы происходящие в атмосфере	19
1.2.2 Эмиссия попутного нефтяного газа в атмосферу	22
1.2.3 Объемы добычи и использования в России	24
1.3 Существующая схема утилизации попутного нефтяного газа	25
1.4 Анализ существующих технологий утилизации попутных нефтяных газов, их достоинства и недостатки	26
1.4.1 Сбор и транспортировка попутного нефтяного газа до пунктов его использования	27
1.4.2 Подготовка попутного газа к транспортировке и дальнейшему использованию	29
1.4.3 Использование попутного нефтяного газа	30
ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА УСТРОЙСТВА ДЛЯ БЕЗОПАСНОГО СЖИГАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА И ПОЛЕЗНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ	36
2.1 Расчет процесса горения	36
2.1.1 Определение низшей теплоты сгорания	38
2.1.2 Определение элементарного состава топлива	38
2.1.3 Определение теоретического количества воздуха	40
2.1.4 Расчет продуктов сгорания	40
2.1.5 Расчет объема продуктов сгорания	42

2.1.6	Определение теплоемкости и энтальпии	43
2.1.7	Построение Н-Т графика	47
2.1.8	Определение КПД камеры сгорания	48
2.1.9	Определение теоретической температуры горения	48
2.2	Расчет блока каталитической очистки	49
2.2.1	Кинетика процесса	50
2.2.2	Определение константы скорости	51
2.2.3	Определение равновесной степени превращения	51
2.2.4	Определение константы равновесия	51
2.2.5	Расчет реакционного объема катализатора	53
2.2.6	Определение площади сечения химического реактора	53
2.2.7	Расчет диаметра реактора	54
2.2.8	Расчет высоты слоя катализатора	54
2.3	Выбор радиального вентилятора и роторного привода	56
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	58
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	60
	ПРИЛОЖЕНИЕ	68

## ВВЕДЕНИЕ

Попутный нефтяной газ, сопутствующий нефть при ее добыче на месторождениях является ценным сырьем для нефтехимического производства. Кроме того, попутный нефтяной газ является экологически чистым топливом, пути использования которого многочисленны. Несмотря на всю ценность использования попутного нефтяного газа, большая его часть сжигается на факельных установках тем самым нанося колоссальный ущерб окружающей природной среде.

На протяжении многих лет прикладывались усилия для решения сложившейся экологической проблемы, но уровень утилизации большинства месторождений оставался на низком уровне ввиду нерентабельности мероприятий, направленных на его утилизацию. Во многих развитых странах: США, Нигерия и др., где мероприятия по утилизации попутных газов также нерентабельны, уровень использования попутного нефтяного газа превышает 95%. Такая статистика использования попутных газов объясняется реализацией мероприятий по утилизации попутных газов за счет государственной поддержки путем создания различных механизмов стимулирования данной деятельности. В настоящее время Россия занимает одно из первых мест в мире по объемам сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках. По различным оценкам в России в 2012 году сжигалось порядка 17 млрд м<sup>3</sup>/год, что составляет 24% от объемов добычи, и в настоящее время положение только ухудшается [43].

Для улучшения ситуации, а также в связи с принятием Россией Киотского протокола 8 января 2009 г. было принято постановление №7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» [53], в котором указано что природопользователи обязаны к 2012 году достичь уровня полезного использования попутного нефтяного газа в 95%. Позже, в 2012 году была принята поправка в виде Постановления Правительства РФ

№ 1148 [54], которое с 1 января 2013 года реализовало меры по стимулированию природопользователей, не достигших данного показателя в виде увеличения платы за негативное воздействие на окружающую среду. Однако, хоть и объемы сжигаемого попутного газа сократились, проблема не решена в полной мере. На месторождениях со слаборазвитой инфраструктурой, а также на мелких месторождениях, где внедрение систем утилизации попутных газов экономически затратно, недропользователи продолжают сжигать попутный нефтяной газ на факельных установках.

В бакалаврской работе предложен новый оригинальный подход к сжиганию попутного нефтяного газа непосредственно на месторождении, позволяющий минимизировать вредное воздействие продуктов сгорания, а также негативный тепловой эффект на окружающую среду.

*Целью бакалаврской работы* является - снижение антропогенного воздействия существующих факельных выбросов открытого типа и рациональное использование продуктов сгорания с положительным эффектом на окружающую среду.

Для достижения поставленной цели, требуется выполнить ряд задач:

- провести анализ состава добываемых жидких и газообразных углеводородов, вредных составляющих попутных газов, новых направлений утилизации попутных газов;
- разработать типовую конструкцию горизонтальной закрытой печи для сжигания углеводородов;
- выполнить тепловой расчет топочной камеры и рассчитать блок каталитической очистки для восстановления окисленных продуктов;
- разработать горизонтальное распылительное устройство для расщепления газообразных продуктов усваиваемых растениями;

# **ГЛАВА 1. ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ. НЕГАТИВНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СПОСОБЫ СНИЖЕНИЯ АНТРОПОГЕННОЙ НАГРУЗКИ**

## **1.1 Общие сведения о попутном нефтяном газе, его качественные и количественные характеристики**

За последние десятилетия Россия находится на первом месте по объемам сжигания попутного нефтяного газа. В январе 2009 г. Правительством РФ было подписано постановление, согласно которому до 2012 года нефтяные компании обязуются довести процент использования попутного нефтяного газа до 95%, а несоблюдение указанных требований постановления повлечет за собой большие штрафы.

Известно, что попутный нефтяной газ – это углеводородный газ, находящийся в недрах земли в растворенном состоянии, сопутствующий нефти при ее добыче, и при подъеме на поверхность, ввиду изменения давления, жидкий углеводородный газ переходит в газообразное состояние. В России, как и в других нефтедобывающих странах, остро стоит проблема утилизации попутного нефтяного газа. Около 30% всех промышленных выбросов приходится на нефтедобывающий сектор. Отметим что непосредственные выбросы предприятий нефтедобывающей промышленности составляют 12% всей вредной эмиссии загрязняющих веществ. Попадание в атмосферу углерода, продуктов неполного сгорания углеводородов, входящих в состав попутного нефтяного газа, а также оксидов азота, диоксида серы и других вредных веществ, влечет за собой негативные, порой даже опасные, последствия для окружающей среды и человека [72].

Горючие углеводородные газы, встречающиеся в природе, разделяются на несколько категорий: природный газ, добываемый из естественных скоплений, а также газовых и газоконденсатных месторождений и попутный нефтяной газ, скапливающийся в недрах земли над нефтяным зеркалом или растворенный в нефти [48,18].

Тип залежи определяется таким показателем как газовый фактор, характеризующим газосодержание нефти. Существует несколько типов залежи: нефтяные залежи с газовым фактором ниже  $600 \text{ м}^3/\text{м}^3$ , нефтегазоконденсатные с газовым фактором от 600 до  $900 \text{ м}^3/\text{м}^3$ , и газоконденсатные с газовым фактором свыше  $900 \text{ м}^3/\text{м}^3$  [18].

Высокие показатели газового фактора наблюдаются в глубоких впадинах Западной Сибири в нефтегазоносных бассейнах с мощными осадочными отложениями, где наблюдается значительная газонасыщенность. Более низкие показатели имеет Волго-Уральская провинция, где присутствуют преимущественно месторождения с маломощными осадочными породами палеозойских отложений, и составляют порядка  $40\text{-}60 \text{ м}^3/\text{м}^3$  [66].

Основными компонентами в составе углеводородных газов являются метан и его гомологи: этан, пропан, бутан, а также неуглеводородные фракции: гелий, углекислый газ, сероводород, азот и инертные газы такие как аргон и гелий [36].

В попутных нефтяных газах содержание метана варьируется в широких пределах от 15 до 85%, в отличие от природных газов, где содержание метана составляет 90 % и более. Как правило нефтяные газы содержат больше гомологов, поэтому их относят к жирным, или богатым, газам [19].

Состав углеводородной части попутных нефтяных газов напрямую зависит от состава и происхождения нефтяного месторождения. Легкие метановые нефти сопровождаются газами с содержанием гомологов метана от 20 до 80% в то время как тяжелые нефти сопровождаются преимущественно метановыми нефтяными газами [18,66].

Основные физико-химические свойства углеводородных нефтяных газов приведены в таблицах 1.1 и 1.2 [66].

**Таблица 1.1 – Основные физико-химические свойства углеводородных компонентов нефтяных газов**

Показатели	Метан	Этан	Пропан	Изобутан	н-Бутан	Изопентан	н-Пентан	Гексан
Химическая формула	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	изо-С <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	н-С <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	изо-С <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	н-С <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>
Молекулярная масса	16,04	30,07	44,097	58,124	58,124	72,151	72,151	88,17
Газовая постоянная, Дж/(кг·К)	519	217	188	143	143	115	115	96
<b>Критические параметры:</b>								
Температура, К	180,5	306	369,6	407,2	425	460,7	470,2	507
Давление, МПа	4,58	4,85	4,4	3,82	3,57	3,29	3,3	3,04
Плотность газа при $p > 0,1013$ МПа и $t = 0$ °С, кг/м <sup>3</sup>	0,717	1,344	1,967	2,598	2,598	3,22	3,22	3,88
Относительная плотность газа (по воздуху)	0,554	1,038	1,523	2,007	2,007	2,488	2,488	2,972
Удельный объем газа при $p = 0,1013$ МПа и $t = 0$ °С, м <sup>3</sup> /кг	1,4	0,746	0,51	0,385	0,385	0,311	0,311	0,258

**Таблица 1.2 – Физико - химические свойства неуглеводородные составляющих нефтяных газов**

Показатели	Углекислый Газ	Сероводород	Азот	Водяной пар
Молекулярная масса	44,01	34,08	28,02	18,02

**Продолжение таблицы 1.2**

<b>Газовая постоянная, Дж/(кг·К)</b>	80,6	104,2	126,6	196,9
<b>Критическая температура, °С</b>	31,1	100,4	-147,1	374,1
<b>Критическое давление, МПа</b>	7,29	8,89	3,35	2,18
<b>Плотность газа при t=0 °С и p= 0,1013 МПа, кг/м<sup>3</sup></b>	1,977	1,539	1,251	0,805
<b>Относительная плотность газа (по воздуху)</b>	1,52	1,191	0,97	0,622
<b>Удельный объем газа при t=0 °С и p= 0,1013 МПа, м<sup>3</sup>/кг</b>	0,5058	0,6497	0,799	1,248

Попутные нефтяные газы разделяют по содержанию компонентов: общему содержанию C<sub>3+</sub> углеводородов, кислых, негорючих, а также редких газов [19].

По содержанию компонентов C<sub>3+</sub> нефтяные газы классифицируются на легкие C<sub>3+</sub> <50 г/м; средние - от 50 до 400 г/м; жирные - более 400 г/м.

В зависимости от содержания в газе сероводорода (H<sub>2</sub>S), углекислого газа (CO<sub>2</sub>) и паров воды различают сухие и влажные нефтяные газы, а также кислые и нейтральные. Наличие этих компонентов затрудняет использование газа в качестве топлива ввиду того, что при горении выделяется крайне вредный сернистый газ (SO<sub>2</sub>), который при соприкосновении с металлами вызывает их коррозию. Из-за этой особенности сероводорода, без предварительной очистки попутный газ нельзя транспортировать на большие расстояния. Кроме того, при попадании его в атмосферу, под действием солнечного излучения он вступает в различные реакции, тем самым образуя новые, гораздо более вредные соединения. Примером может служить образование кислотных дождей. Поэтому для подготовки газов к транспортировке их необходимо осушить, произвести очистку от H<sub>2</sub>S и CO<sub>2</sub>, а также в зависимо-

сти от жирности произвести отбивку фракций нестабильного бензина ( $C_{5+высш.}$ ) [3,5].

Содержание углекислого газа, который является активным компонентом и частично переходит в пластовую воду, обычно не превышает 2.5 %, однако в ряде случаев может достигать 10 – 15 %.

Содержание азота в некоторых месторождениях может достигать 60% и обычно в известняковых и гипсовых породах.

Содержание гелия в попутных газах невелико и может составлять 1,2 %, однако его выделение является выгодным ввиду дефицитности. Гелий – инертный газ, который встречается в воздухе, природных газах в ограниченных количествах. Промышленными запасами гелия считается его содержание в газе более 0,05 %.

Для эффективного разделения нефти от попутного газа производят многоступенчатое сепарирование, которое подразделяется на 3 ступени: На I ступени при высоком давлении отделяют основную массу газа, а затем на II и III ступенях сепарацию производят при среднем и низком давлении соответственно. В ряде случаев нефть подвергается дополнительной вакуумной или горячей сепарации [64].

Таким образом, весь процесс подготовки продукции нефтескважин направлен только на получение нефти товарного качества в соответствии с требованиями ГОСТ. В настоящее время при нефтедобыче и ее подготовке, в большинстве случаев утилизируют только нефтяной газ I ступени сепарации, что составляет около 60-70% всего объема добытого газа, а остальной попутный газ попросту сжигают на факелах, нанося колоссальный ущерб окружающей среде.

В таблице 1.3 представлен состав попутного нефтяного газа некоторых месторождений, с разделением по ступеням сепарации, из которой видно, что составы газов различных ступеней существенно различаются. При транспортировке газы различных ступеней нельзя смешивать ввиду выпадения тяже-

лых углеводородных фракций при снижении температуры и давления в трубопроводе [64].

**Таблица 1.3 – Состав попутного нефтяного газа некоторых месторождений**

Место-рождение и ступени сепарации	Содержание компонентов в газе, % вес.									
	Дву-окись угле-рода	Азот	Метан	Этан	Про-пан	Изо-бу-тан	н-Бу-тан	Из-о-пе-н-та-н	н-Пен-тан	Гексан <sub>н+высш.</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Западная Сибирь (Россия)										
Усть-Балык-ское										
I	0,44	2,09	66,6	6,29	10,63	2,99	5,4	1,41	1,75	2,39
II	0,466	0,35	33,28	10,06	22,47	3,24	11,26	2,77	3,52	2,57
Самот-лорское										
I	0,84	1,26	62,69	8,07	14	2,94	5,81	1,31	1,51	1,57
II	0,88	0,31	48,15	11,77	21,22	4,23	8,12	1,68	1,97	1,67
III	0,82	0,04	21,06	13,84	33,87	7,06	14,07	2,87	3,49	2,88
Мегион-ское										
I	0,45	2,36	55,08	8,52	17,26	3,5	7,28	1,62	2,17	1,76
II	0,45	0,69	44,88	11,38	23,12	4,42	8,95	1,86	2,48	1,77
III	0,39	0,08	17,95	12,77	35,96	7,25	15,24	3,14	4,34	2,88
Мамон-										
I	0,76	1,83	62,86	9,1	14,53	2,07	4,97	0,99	1,3	1,59
II	0,81	0,47	48,63	13,35	22,15	3	6,98	1,21	1,7	1,71
III	0,77	0,06	21,85	16,02	35,9	5,08	12,26	2,21	3,06	2,77
Север России										
Харьгаин-ское										
I	1,321	3,929	63,726	15,36	10,265	0,94	3,003	0,43	0,651	0,30
II	2,036	2,899	47,684	20,39	17,171	1,64	5,609	0,82	1,23	0,46
III	1,066	1,231	19,866	24,08	31,172	3,43	12,79	1,96	3,085	1,16

**Продолжение таблицы 1.3**

Татарстан											
Ромашкинское											
I	0,7	14,4	29,9	22,1	22,1	20,7	5,5	1,4	1,4	1,3	0,85
II	1,6	-	4,9	17,8	36,8	6,7	15,8	5	5,1	6,3	1,36
Мангышлак (Казахстан)											
Узсньское											
I	0,53	0,51	36,83	21,75	19,5	4,41	7,01	2,13	2,13	4,2	0,9
II	0,28	0,11	10,6	20,9	30,4	7,92	13,3	4,22	3,3	8,97	1,32
Жетыбайское											
I	1,43	4,14	50,21	17,5	13,9	2,81	5,13	1,27	1,57	2,04	0,78
II	0,72	0,26	12,9	18,5	29,2	7,7	15,2	4,06	5,09	6,37	1,28
Украина											
Рыбальское	-										
I	-	-	70	17,3	6	0,7	1,6	-	-	-	0,62
II	-	-	38,3	28,5	20,5	2,8	5,6	2,3	2	-	0,73
Гнединцевское	-	1,1	1,5	8,2	44,5	19,8	9,7	4,8	5,4	5	1,65
Леяковское	-	9,8	15,8	31	27,8	7,5	4,2	1,7	1,7	0,5	1,04

Области применения углеводородных газов различны. Высокая теплота сгорания, удобство и экономичность использования делают попутный газ отличным топливом для тепловых машин, и ставят газ на одно из первых мест среди других видов энергетических ресурсов [7].

Так же из нефтяных газов на газоперерабатывающих заводах получают газовый бензин методом отбензинивания [57,59].

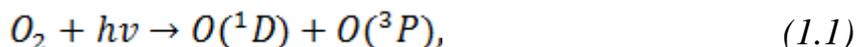
## 1.2 Анализ влияния попутного нефтяного газа на окружающую среду

### 1.2.1 Процессы происходящие в атмосфере

Попутный нефтяной газ крайне вреден для окружающей среды. При эмиссии его в атмосферу в ней происходят фотохимические реакции, в ходе которых исходные вещества трансформируются в более сложные и крайне вредные соединения, способные наносить колоссальный ущерб здоровью человека и окружающей среде.

В атмосфере ежедневно происходит огромное количество фотохимических реакций. Наиболее типичной реакцией считается реакция образования стратосферного озона:

При воздействии на молекулу кислорода излучения с длиной волны  $<240$  нм кислород начинает диссоциировать по следующей реакции:



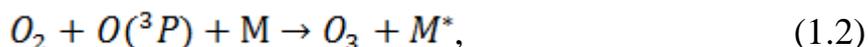
где  $O_2$  – молекула кислорода;

$h\nu$  – энергия, затраченная на диссоциацию;

$O(^1D)$  – атом кислорода в возбужденном состоянии;

$O(^3P)$  – атом кислорода в основном состоянии.

После чего атом кислорода, находящийся в основном состоянии становится способен вступить в реакцию синтеза озона. Процесс образования озона представлен в формуле (1.2):



где  $O_2$  – молекула кислорода;

$O_3$  – молекула озона;

$O(^3P)$  – атом кислорода в основном состоянии;

$M$  – “третье тело”, присутствие которого необходимо для отвода излишней энергии, выделяющейся в ходе реакции;

$M^*$  – “третье тело” в возбужденном состоянии.

Обычно “третьим телом” в атмосфере выступают молекулы азота или кислорода, которых значительно больше, чем других газов. В результате реакции эти молекулы переходят в возбужденное состояние.

В связи с тем что молекула озона очень нестабильна, она может вступить в реакцию с атомом кислорода, при этом образуя две молекулы кислорода:



где  $O_3$  – молекула озона;

$O$  – атом кислорода;

$O_2$  – молекула кислорода.

Реакция (1.13) часто называется реакцией с участием “нечетного кислорода”. Данная реакция приводит к удалению озона из стратосферы. Однако скорость реакции значительно ниже скорости реакции образования озона, поэтому реакция с участием “нечетного кислорода” вносит незначительный вклад в процессы вывода озона из атмосферы. Основное количество стратосферного озона разлагается в результате фотодиссоциации. Поглощая излучение, порядка 200-300 нм, молекулы озона разогревают атмосферу и в зависимости от энергии поглощенного кванта распадается на атомы кислорода, которые могут находиться в возбужденном или в основном состоянии. Реакция фотодиссоциации молекул озона представлена в формуле 1.4 и 1.5:



где  $O_3$  – молекула озона;

$hv$  – энергия, поглощаемая молекулой озона, затраченная на диссоциацию

$O_2$  – молекула кислорода;

$O(^3P)$  – атом кислорода в основном состоянии;

$O(^1D)$  – атом кислорода в возбужденном состоянии.

После распада, атом кислорода, находящийся в основном состоянии может вновь принять участие в синтезе озона. Реакции (1.3) и (1.5) называются нулевым циклом озона. Еще одной типичной фотохимической реакцией является реакция вывода метана из атмосферы. Метан попадает в атмосферу от различных источников, и в отличие от молекулы озона, молекула метана довольно устойчива, что затрудняет вывод ее из атмосферы. Кроме того метан малорастворим в воде, что не позволяет выводить его с помощью осадков. Для того что бы вывести метан из атмосферы необходимо преобразовать его в нелетучие соединения или другие, менее устойчивые газообразные соединения. Для вывода метана из атмосферы используется радикал ОН. Данный радикал – одна из наиболее реакционноспособных частиц в химических процессах. Источником образования радикала ОН является тропосферный озон, который под действием ультрафиолетового излучения диссоциирует с образованием молекулы кислорода и крайне реакционноспособного атома кислорода в возбужденном состоянии. Формула диссоциации тропосферного озона аналогична формуле (1.4) диссоциации стратосферного озона.

После образования, возбужденный атом кислорода взаимодействует с атомом воды с образованием двух радикалов ОН. Реакция образования радикала ОН представлена в формуле 1.5:

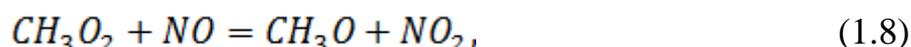


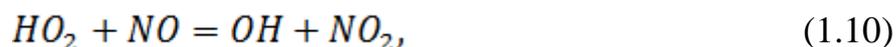
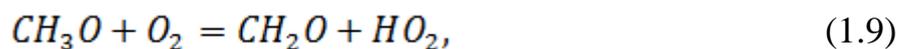
где  $O(^3P)$  – атом кислорода в основном состоянии;

$H_2O$  – молекула воды;

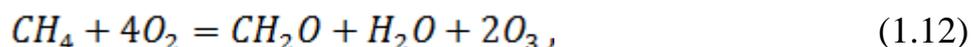
$OH \cdot$  – радикал ОН.

Реакции вывода метана из атмосферы представлены в формулах 1.6 – 1.11:



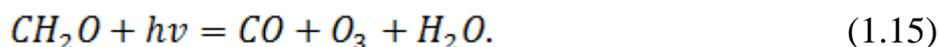


Так же молекула метана взаимодействует с молекулами кислорода по следующей формуле:



где  $CH_2O$  – молекула формальдегида.

В дальнейшем молекулы формальдегида диссоциируют и дают начало новым циклам:



Таким образом в результате многоступенчатого процесса, описанного уравнениями (1.6 – 1.11) из небольшого количества молекул метана образуется сравнительно большое количество молекул тропосферного озона.

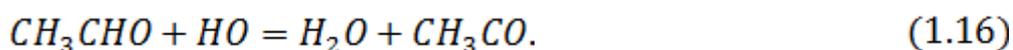
Однако в отличие от стратосферного озона, который препятствует проникновению жесткого ультрафиолетового излучения, тропосферный озон крайне опасен для окружающей среды и всех живых организмов. Попадая в организм, тропосферный озон вызывает раздражение органов дыхания, кашель, тяжесть в груди, провоцирует канцерогенные и мутагенные процессы и др. Кроме того тропосферный озон является сильнейшим окислителем. При содержании его в воздухе всего 5% от объема, он способен разъедать резину, разрушать металлы а так же способен вступать в реакции, в ходе которых образуются более вредные и опасные вещества для человека и окружающей среды.

### 1.2.2 Эмиссия попутного нефтяного газа в атмосферу

В основном попутный нефтяной газ состоит из углеводородов, которые при попадании в атмосферу подвергаются фотохимическим

реакциям, в ходе которых образуются более токсичные соединения. Содержание метана в попутных газах, варьируется в пределах от 25% до 75% от объема, следовательно при эмиссии попутного нефтяного газа, в атмосферу попадает огромное количество молекул метана, что по описанным уравнениям (1.8 – 1.17) приводит к образованию колоссальных объемов тропосферного озона, который помимо влияния на животный мир, способен наносить ущерб лесной флоре, произрастающей вокруг месторождения. Озон, поглощаемый растениями затормаживает механизм фотосинтеза, что влечет за собой потерю биомассы а значит и уменьшение количества поглощаемого углекислого газа. Ввиду того что углекислый газ является сильным парниковым газом, увеличение его концентрации приведет к усилению парникового эффекта.

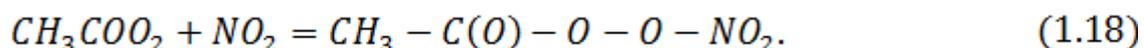
При достаточной концентрации оксидов азота в атмосфере, при попадании в нее углеводородов, под действием УФ излучения может начаться процесс образования фотохимического смога. Так например при попадании в нижние слои атмосферы этана, то начинается процесс окисления, при котором образуется ацетатальдегид, который в дальнейшем преобразуется в ацетильный радикал:



Затем при окислении ацетильного радикала образуется пероксиацетильный радикал:



После чего пероксиацетильный радикал взаимодействует с диоксидами азота, и образуется пероксиацетилнитраты (ПАН):



Как известно ПАН имеют токсическое действие. Попадая в зону с высокой концентрации ПАН в воздухе, у человека поражаются слизистая оболочка органов зрения и обоняние, а также верхние дыхательные пути. Кроме того, ПАН конденсируется на растениях, тем самым вызывая их поражение.

Несмотря на то, что выброс углеводородов происходит, как правило, в местах, удаленных от населенных пунктов, но из-за особенностей вышеописанных загрязнителей, они могут разноситься ветром на значительные расстояния, увеличивая зону поражения.

### 1.2.3 Объемы добычи и использования в России

По данным Министерства Энергетики РФ, добыча попутного нефтяного газа в России за 2014 год составила 64010,2 миллиарда кубических метров, что на 9,3% больше чем в 2013 году [таблица 1.4].

**Таблица 1.4 – Объемы добычи ПНГ**

Компании, предприятия	Добыча ПНГ в 2014 г.	к 2013 г.		% полезного использования	
		+/-	%	2014	+/- к 2013 г.
Нефтяные компании (ВИНК)	55770,3	▲ +4564,0	+8,9	85,0	▲ +5,6
ЛУКОЙЛ	9635,0	▲ +487,6	+5,3	89,8	▲ +2,3
Роснефть	26881,0	▲ +5585,2	+26,2	80,2	▲ +11,5
Газпром нефть	6128,8	▲ +740,7	+13,7	80,5	▲ +1,0
Сургутнефтегаз	9381,1	▼ -2621,6	-21,8	99,1	▼ -0,1
Татнефть	887,3	▲ +2,9	+0,3	94,6	▲ +1,0
Башнефть	529,2	▲ +82,5	+18,5	75,0	▲ +2,7
Славнефть	870,8	▲ +53,5	+6,5	80,7	▲ +4,1
РуссНефть	1457,1	▲ +233,3	+19,1	93,1	▲ +16,5
ОАО «Газпром»	1425,9	▲ +100,6	+7,6	94,0	▲ +0,9
Независимые производители	3972,6	▲ +555,2	+16,2	66,5	▲ +4,1
НОВАТЭК	392,1	▲ +69,8	+21,7	94,0	▲ +0,9
Операторы СРП	2449,3	▲ +139,8	+6,1	91,0	▲ +0,9
<b>ВСЕГО ПО РОССИИ</b>	<b>64010,2</b>	<b>▲ +5429,4</b>	<b>+9,3</b>	<b>84,0</b>	<b>▲ +5,2</b>

### **1.3 Существующая схема утилизации попутного нефтяного газа**

Существующая в настоящее время схема утилизации попутных газов была разработана для других экономических условий, которые полностью отличаются от условий рыночной экономики. Возникшая проблема утилизации газа решалась путем создания централизованной системы сбора и транспорта газа. Развитие газосборной инфраструктуры осуществлялась согласно Госплану и финансировалась в соответствии с единой программой развития месторождений [9,10,49,56].

Для решения проблемы в период с 1975 по 1990 годы были построены газоперерабатывающие заводы общей мощностью 37 млрд м<sup>3</sup>/год. Однако после этого процент утилизации попутного нефтяного газа не превышал 50% в целом по стране. В связи с этим в те годы активно внедрялась программа использования последних научных достижений в области газопереработки с целью увеличения объемов использования газа до 90%. Целью программы было внедрение новых технологий и техники использования газа путем его переработки непосредственно на нефтедобывающих скважинах с получением целевых продуктов.

После перехода к рыночной экономике, финансирование программы прекратилось. Разработанные технологии так и не были апробированы, а построенные многокилометровые линии по сбору попутного газа были законсервированы. Затем децентрализация отрасли в начале 90 – х привела к уничтожению связей между нефтедобывающими и нефтехимическими предприятиями. Это привело к созданию независимых нефтяных компаний, и инфраструктура сбора и транспорта попутного нефтяного газа осталась в руках газопереработчиков, а источники добычи – оставались у нефтяников. Возникла ситуация монополизма покупателя, когда у нефтяных компаний, не осталось альтернатив утилизации попутного нефтяного газа. После сложившейся ситуации нефтяные компании занимались только добычей и продажей нефти, а утилизации попутных газов не уделяли большого внимания и попросту сжигали его. Осваивая все больше месторождений, тем самым увеличивая добы-

чу нефти нефтяники не успевали и не успевают развивать мощности по переработке и утилизации попутного нефтяного газа.

В настоящее время недостатком такой схемы можно считать невозможность утилизировать нефтяной газ II и III ступеней сепарации ввиду его малых объемов и содержанию тяжелых углеводородов. Без специальной подготовки такой газ невозможно транспортировать, а из-за его малых объемов экономически нецелесообразно строительство установок по переработке. Поэтому на новых месторождениях, со слабо развитой инфраструктурой, и даже на некоторых уже обустроенных месторождениях природопользователи продолжают сжигать попутный нефтяной газ конечных ступеней сепарации, тем самым нанося вред окружающей среде.

#### **1.4 Анализ существующих технологий утилизации попутных нефтяных газов, их достоинства и недостатки**

Как известно, попутный нефтяной газ извлекается из недр вместе с нефтью, поэтому в отличие от природного газа, добычу которого регулируют в зависимости от объемов его потребления, попутный газ добывается независимо от того, имеются ли мощности для его переработки или нет [18,19]. При отсутствии необходимых условий и технологий попутный газ сжигается или выпускается в атмосферу, нанося ущерб окружающей среде, описанный в пункте 1.2 данной работы.

В общем случае для утилизации попутного нефтяного газа на месторождениях требуется осуществить ряд технологических операций:

- сбор газа со всех месторождений, относящихся к природопользователю, всех ступеней сепарации;
- установка оборудования по сбору и подготовки газа, включающую в себя осушку попутного газа, а также удаления тяжелых углеводородных и неуглеводородных примесей;

- протянуть трубопроводы, установить компрессорное и насосное оборудование для транспортировки подготовленного газа до газоперерабатывающих заводов;
- дальнейшая очистка газа, до товарного уровня для последующей продажи его потребителю.

Для выполнения указанных технологических операций требуется рассмотреть комплекс технических и технологических вопросов. Кроме того, все эти задачи необходимо рассматривать как единый комплекс технологических задач, при добыче попутных нефтяных газов, без решения которых, обеспечение эффективного использования газа добиться невозможно [64,15,13,48]. Внедрение такого комплекса технологических операций экономически затратно для природопользователя ввиду больших экономических потерь. Кроме того, при активной разведке новых месторождений, которые могут быть сильно удалены от потребителя внедрение данной схемы так же является затратной, поэтому зачастую попутный нефтяной газ сжигается или выпускается в атмосферу как побочный продукт [70].

#### **1.4.1 Сбор и транспортировка попутного нефтяного газа до пунктов его использования**

Транспорт нефте–газо–водной смеси с месторождений до пункта их подготовки или переработки может быть осуществлен тремя способами [13,26,31,52,58,62]:

- отдельный транспорт нефти и попутного газа по двум трубопроводам;
- транспорт нефте–газо–водной смеси по одному трубопроводу;
- совместный транспорт нефти и части отсепарированного на месторождении газа по одному трубопроводу.

В первом случае нефтяное месторождение должно быть оборудовано установками по разделению нефте–газо–водной смеси на нефть, газ и пластовую воду соответственно. Для транспортировки нефти потребуются уста-

новка дожимной насосной станции (ДНС) и нефтепровод, а для транспортировки отделенного попутного газа потребуются газопровод и компрессорная станция для увеличения давления.

Во втором случае транспортировка происходит под собственным давлением, или если давления недостаточно, то применяются различные мультифазные насосы. Трубопровод для совместной транспортировки нефтегазовой жидкости строится с большим диаметром чем нефтепровод и газопровод при отдельном транспорте.

В третьем случае, на месторождении требуется установка для разделения нефтегазовой смеси на нефть с растворенным в ней газом и попутный газ. Так же требуется установка ДНС. Часть отсепарированного попутного газа тратится на собственные нужды месторождения, а остальная часть подается в нефть для дальнейшей транспортировки смеси по одному трубопроводу. Для этого на месторождении необходима установка компрессорной станции для поднятия давления газа или эжекторная установка, где в качестве рабочей жидкости может быть использована нефть после насосов [34,71]. В данном случае нефть должна дожиматься до более высокого давления, поэтому требуется установка более мощной ДНС, чем в первом случае.

Согласно Постановления Правительства РФ от 8.11.2012 № 1148 « Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа» показатели сжигания попутного нефтяного газа на нефтедобывающем предприятии, не должны превышать 5% объема добытого газа [54]. На новых месторождениях, на которых инфраструктура практически не развита, в первые 3 года, как правило, попутный нефтяной газ сжигается на факелах ввиду экономической затратности вышеописанных способов, из-за чего в первые годы недропользователи теряют большие средства, затраченные на обустройство месторождения и на сверхлимитные платежи.

#### **1.4.2 Подготовка попутного газа к транспортировке и дальнейшему использованию**

Методы подготовки попутного газа выбираются исходя из его назначения [44]. Требования к качеству газа для магистрального трубопровода регламентируются по ОСТ 51.40-93 [25]; для двигателей внутреннего сгорания по ГОСТ 27577-00 [23]; для промышленного и коммунально-бытового назначения по ГОСТ 5542-87 [24].

Для всех вышеперечисленных методов требуется использовать попутный нефтяной газ, очищенный от механических примесей и сернистых соединений, а также осушенный и в некоторых случаях отбензиненный [14,73]. При пренебрежении процессам осушки нефтяного газа, при понижении температуры ниже 15. °С, образуются кристаллогидраты  $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$ , забивающие трубопровод и оборудование, тем самым нарушая его работу. Наличие в попутном газе молекул сероводорода и углекислого газа усиливают этот процесс.

Использование попутного нефтяного газа в качестве топлива зависит от таких показателей, как теплота сгорания, метановое число и число Воббе. Их значения зависят от компонентного состава газа. [73]. Ввиду того, что нефтяные газы являются более калорийными, чем природные, они имеют низкие метановые числа, а числа Воббе, наоборот, превышают допустимые значения. Двигатели внутреннего сгорания, условия теплообмена которых рассчитаны для работы на природном газе, с низшей теплотой сгорания от 36 до 36 МДж/м, быстро перегреваются при работе на попутном нефтяном газе с теплотворной способностью 42-60 МДж/м. Детонация и перегрев двигателя не позволяют использовать номинальную нагрузку, ввиду чего потери мощности составляют 50-60% [73].

Возможность работы газопоршневых установок на попутном нефтяном газе оценивается числом Воббе, которое определяется по формуле:

$$W_H = \frac{Q_H^P}{\sqrt{\rho_{\Gamma} / \rho_{\Gamma}}}, \quad (1.19)$$

где  $W_H$  – число Воббе;

$Q_H^P$  – низшая теплотворная способность топлива;

$\rho_{\Gamma}$  – плотность газа;

$\rho_{\Gamma}$  – плотность воздуха.

Этот показатель характеризует однородность газа, и использование его с числом Воббе более 49 МДж/м проблематично [73,60].

Для оптимизации топливных показателей, на нефтедобыче внедряют различное оборудование, работающее в широких диапазонах топливных показателей [27,37,57,59,73,60,61,63]. Такое оборудование позволяет вырабатывать пригодный для топлива газ из попутного, с любым содержанием метановых фракций [73]. Для очистки попутного газа от серы, используются процессы регеративной адсорбции, с помощью которых сероводород контактирует с реагентом и удаляется из газа. Для этих целей, используют такое оборудование, как отечественный энергосберегающий процесс ГАЗАМИН [8]. Использование технологии ГАЗАМИН позволяет сократить энергозатраты на сероочистку до 20 % по сравнению с существующими установками сероочистки.

### **1.4.3 Использование попутного нефтяного газа**

Существуют традиционные и нетрадиционные технологии использования попутного нефтяного газа [11,48,64,69].

Традиционно принятая в России схема утилизации попутных газов представляет собой строительство крупных газоперерабатывающих заводов, строительство разветвленной сети трубопроводов для сбора и доставки подготовленного нефтяного газа. Строительство газоперерабатывающих заводов требует значительных экономических, энергетических и временных затрат. На практике строительство, как правило, на несколько лет не успевает за

освоением новых месторождений [9,49,56]. Кроме того, сложность постройки газоперерабатывающего завода состоит в том, что в процессе работы, требуется большое количество энергозатрат, поэтому такие заводы, как правило, строят вблизи энергостанции, а сеть нефтяных месторождений, зачастую, сильно удалена от места постройки, соответственно требуются большие капиталовложения в постройку многокилометровых трубопроводов.

Еще одной проблемой является низкая утилизация попутного нефтяного газа низких ступеней сепарации, поэтому даже на обустроенных площадках природопользователи вынуждены сжигать попутный газ, нанося вред окружающей среде.

Таким образом недостатками традиционной системы утилизации попутного нефтяного газа являются:

- Большие экономические, энергетические и временные затраты;
- Невозможность утилизации попутного газа низших ступеней сепарации;
- Не эффективна для реализации на малых и средних месторождениях.

Ввиду того, что на данный момент в России около 70% от общего числа месторождений составляют малые месторождения с суточной добычей попутного нефтяного газа до 100 тыс. м<sup>3</sup>, на них приходится около 40% сжигания и стравливания газа [69,45,62,65]. Многие из таких месторождений, с неразвитой структурой, располагаются в районах крайнего Севера, на значительном расстоянии друг от друга, что так же делает невозможным его утилизацию традиционными методами.

Для решения этой проблемы разработаны технологии, позволяющие использовать попутный нефтяной газ на месторождениях со слаборазвитой инфраструктурой. К ним относятся:

- выработка электроэнергии для собственных нужд нефтескважины;
- технология получения синтетической нефти (GTL методы);

- закачка попутного газа обратно в пласт, для повышения пластового давления и соответственно увеличения нефтедобычи с пласта;
- использование попутного газа при газлифтной добычи нефти.

*Выработка электроэнергии для собственных нужд нефтескважины:* в настоящее время использование попутного нефтяного газа в качестве топлива для выработки электроэнергии является одним из перспективных направлений утилизации попутных газов [32,33,38,40,46,50,55,67,68,72]. Лидером среди Российских природопользователей в данной сфере является НК «Сургутнефтегаз», которая добывает более 27% общероссийских объемов добычи попутного газа. В настоящее время на НК «Сургутнефтегаз» функционируют 13 ГТЭС общей мощностью 343,5 МВт [21,30,39,41,42].

Так же такие крупные корпорации, как НК «Роснефть» и НК «ЛУКОЙЛ» планируют ввести новые мощности по электровыработке, путем повышения мощностей ГТЭС до 500 МВт и 400 МВт соответственно [47,69,70].

Лидерами по производству электроагрегатов в России являются предприятия: ЗАО «Искраэнергетика», выпускающее блочно-контейнерные газотурбинные электростанции с мощностями от 2,5 до 25 МВт; ООО «Эконефтегаз» - газопоршневые электро-тепло агрегаты с малыми мощностями до 1,5 МВт [57,59,63].

Выбор и тип агрегата подбирается исходя из характеристик добываемого попутного нефтяного газа и экономических возможностей.

Вышеперечисленные силовые агрегаты подходят для утилизации подготовленного газа, верхней ступени сепарации. Для использования нижних ступеней существуют импортные турбинные агрегаты «Capstone». Недостатком таких агрегатов является низкий КПД, а также необходимость подготовки попутного нефтяного газа в соответствии с ГОСТ 5542-87 [73].

Использование комплекса автономных электростанций не позволяет добиться полной утилизации попутного нефтяного газа, ввиду несовпадения режимов потребления электроэнергии и нефтедобычи.

*Технология получения синтетической нефти (GTL методы):* GTL методами называют технологию получения синтетической нефти (gas to liquid – газ в жидкость). Метод основывается на двухстадийном процессе: получение синтезированного газа и получение конечного продукта.

Использование данных методов непосредственно на нефтескважинах позволяет переводить попутный нефтяной газ в нефть и смешивая ее с добываемой нефтью, транспортировать ее на нефтеперерабатывающий завод.

Технология «газ в жидкость» представляет собой процесс Фишера-Тропша, и позволяет получать синтетическую нефть высокого качества. Однако установка оборудования, для применения технологии требует определенной подготовки сырья, а также больших экономических затрат, что так же не позволяет использовать данную технологию на всех месторождениях.

*Закачка попутного газа обратно в пласт, для повышения пластового давления:* при добыче нефти, газ, растворенный в ней, является источником энергии, который способствует движению нефти из пласта к устью нефтяной скважины и извлечению ее на поверхность [15,18,19]. При длительной добыче, происходит потери энергии пласта, и соответственно уменьшение объемов добычи нефти. Для решения проблемы в пласт закачивается вода, давление которой уравнивает падение пластового давления. Мероприятия по повышению пластового давления путем закачки воды являются дорогостоящими и не всегда дают положительный результат.

Применение попутного нефтяного газа в мероприятиях ППД позволяют минимизировать объемы закачки воды в пласт [20,28].

Такой подход позволит сократить затраты на добычу и подготовку нефти, уменьшить затраты на очистку сточных вод и борьбу с коррозией оборудования. Кроме того, данный способ позволит более эффективно использовать природные ресурсы.

Внедрение данного способа на таком крупном предприятии как ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз», которое полностью закачивает попутный нефтяной газ компрессорами обратно в пласт, позволяет добиться увеличения неф-

теотдачи со скважин, а также увеличить уровень утилизации попутного нефтяного газа до 98%.

Внедрение технологии закачки газа в пласт, на крупных предприятиях, позволяет получить ощутимый экономический эффект за счет увеличения объемов добычи, и снижения экологических платежей, однако использование технологии на мелких, удаленных месторождениях экономически не окупается ввиду небольших объемов добычи нефти, а также больших капитальных вложений и особых требований к нефтескважинам.

*Использование попутного газа при газлифтной добычи нефти:* при истощении недр, интенсивность нефтеотдачи падает. Одним из методов увеличения интенсивности нефтеотдачи с пласта, является газлифтная добыча. В этом случае попутный нефтяной газ используется в качестве источника энергии, для подъема жидкости на поверхность. Использование данного метода дает определенный экономический эффект при процессах добычи нефти и ее сбора [51].

Достоинством данного метода является то, что попутный газ вовлекается в замкнутый оборот и выполняет свои функции, до окончания газлифтной эксплуатации скважины, без потерь. Однако использование данного метода в вопросе утилизации газа является нецелесообразным ввиду того что объем попутного газа, закаченный в замкнутый оборот газлифтной добычи – постоянен, и не требует дополнительной закачки. Кроме того, после окончания нефтедобычи данным методом, так же требуется утилизировать используемый попутный нефтяной газ.

*Выводы по главе 1:*

- анализ фактического состояния добычи, использования и утилизации попутных нефтяных газов в России выявил:
- объемы добычи попутного газа в России с каждым годом растут (в период с 2000 – 2014 гг. объемы добычи выросли с 6,7 до 64 млрд м<sup>3</sup>/год;

- процент утилизации попутного нефтяного газа до 2012 года находился на уровне 72%, однако после вступления в силу Постановления Правительства РФ №1148 вырос до 84% к 2014 году;

- наиболее низкий % использования попутного газа выявлен в регионах, расположенных в зонах с малоразвитой инфраструктурой.

Таким образом, все перечисленные методы утилизации попутных газов, несмотря на их перспективность, не удовлетворяет потребностям сегодняшнего дня. Поэтому в бакалаврской работе для решения данной цели требуется решить задачи, поставленные во введении.

## ГЛАВА 2. КОНСТРУКТОРСКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Для реализации безаварийного и экологически полезного устройства для переработки попутного нефтяного газа, требуется предложить эскизный проект, для чего требуется провести следующие виды работ:

1. расчет горизонтальной камеры сгорания;
2. расчет блока каталитической очистки;
3. разработка распыляющего устройства.

В качестве топлива для расчета, был взят состав попутного нефтяного газа с месторождения Локосово. Состав представлен в приложении А.

### 2.1 Расчет процесса горения

Если топливо представляет собой отдельный углеводород, то его теплота сгорания  $Q_p^H$  равна стандартной теплоте сгорания для данного углеводорода за исключением теплоты испарения воды, находящейся в составе продуктов сгорания. Кроме того, она может быть рассчитана по стандартным тепловым эффектам образования исходных и конечных продуктов исходя из закона Гесса.

В данном случае, для топлива, состоящего из смеси различных углеводородов, теплота сгорания  $Q_p^H$  определяется по правилу аддитивности:

$$Q_{Pсм}^H = \sum Q_{pi}^H \cdot y_i, \quad (2.1)$$

где  $Q_{pi}^H$  – теплота сгорания  $i$  – го компонента топлива;

$y_i$  – концентрация  $i$  – го компонента в долях.

Теплота сгорания некоторых веществ представлена в таблице 2.1

**Таблица 2.1 – Теплота сгорания и молекулярная масса некоторых газов**

Наименование газа	Плотность газа (при 0 °С и 0,1 МПа = 1 атм.), кг/м <sup>3</sup>	Химическая формула	Низшая теплота сгорания Q <sub>н</sub> <sup>н</sup> , МДж/м <sup>3</sup> / ккал/м <sup>3</sup>	Теоретическое количество воздуха для сгорания V <sub>0</sub> , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Теоретическое количество продуктов горения V <sub>0Г</sub> <sup>0</sup> , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
Метан	0,716	CH <sub>4</sub>	35,83 /8558	9,52	10,52
Этан	1,342	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	63,77 /15230	16,66	18,16
Пропан	1,967	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	91,27 /21800	23,8	25,8
Бутан	2,598	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	118,68 /28345	30,94	33,44
Пентан	3,218	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	145,12 /34900	30,08	41,08
Этилен	1,251	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	59,08 /14110	14,28	15,28
Ацетилен	1,173	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	56,04 /13385	11,9	12,4
Водород	0,09	H <sub>2</sub>	10,78 /2576	2,38	2,88
Оксид углерода	1,25	CO	12,63 /3016	2,38	2,88
Сероводород	1,52	H <sub>2</sub> S	23,38 /5585	7,14	7,64
Пропилен (пропен)	1,877	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	86,00 /20541	-	-
Бутилен	2,503	C <sub>4</sub> H <sub>8</sub>	113,51 /27111	-	-

Таким образом:

$$Q_{\text{рсм}}^{\text{н}} = 35,83 \cdot 0,7365 + 63,77 \cdot 0,06703 + 91,27 \cdot 0,09403 + 118,68 \cdot 0,0455 + 145,12 \cdot 0,0163 + 171 \cdot 0,0099 = 48,704 \text{ МДж/м}^3$$

Рассчитаем молярную массу топлива по формуле (2.2)

$$M_m = \sum M_i \cdot y_i, \quad (2.2)$$

где – M<sub>i</sub> – молярная масса i-го компонента топлива;

y<sub>i</sub> – концентрация i – го компонента в долях, отсюда:

$$M_m = 16 \cdot 0,7365 + 30 \cdot 0,06703 + 44 \cdot 0,09403 + 58 \cdot 0,0455 + 72 \cdot 0,0163 + 86 \cdot 0,0099 + 28 \cdot 0,0163 + 44 \cdot 0,0139 + 32 \cdot 0,00042 = 23,677 \text{ кг/моль.}$$

### 2.1.1 Определение низшей теплоты сгорания

Определим низшую теплоту сгорания топлива, приходящуюся на плотность газа. Для этого найдем плотность газа из уравнения (2.3):

$$\rho_0^g = \frac{M_m}{V_{н.у.}}, \quad (2.3)$$

где  $V_{н.у.}$  – объем газа при нормальных условиях.  $V_{н.у.} = 22,4 \text{ м}^3$ ;

$M_m$  – молярная масса топлива, найденная из уравнения (2), таким образом:

$$\rho_0^g = \frac{23,677}{22,4} = 1,06 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3},$$

тогда низшая теплота сгорания топлива, выраженная в МДж/кг, равна:

$$Q_{Рсм}^н = \frac{48,704}{1,06} = 45,95 \text{ МДж/кг.}$$

Результаты расчета сводим в таблицу 2.2:

**Таблица 2.2 – Состав топлива**

Компоненты	Молярная масса, $M_i$ , кг/кмоль	Молярная доля $Y_i$ , кмоль/кмоль	$M_i \cdot y_i$
$CH_4$	16	0,7366	11,79
$C_2H_6$	30	0,0670	2,01
$C_3H_8$	44	0,0940	4,136
$C_4H_{10}$	58	0,0455	2,639
$C_5H_{12}$	72	0,0163	1,174
$C_6H_{14}$	86	0,0099	0,851
$N_2$	28	0,0163	0,228
$O_2$	32	0,0004	0,007
$CO_2$	44	0,0139	0,612
Итого:	-	1,0000	23,677

### 2.1.2 Определение элементарного состава топлива

Определим элементарный состав топлива в массовых %:

содержание углерода (С) в топливе:

$$C = 12 \sum \frac{n_t^C \cdot \bar{x}_i}{M_t} = \frac{12}{M_m} \sum n_t^C \cdot x_t, \quad (2.4)$$

где  $n_t^C$  – количество атомов углерода в топливе;

$x_t$  – содержание компонента топлива в смеси;

$M_m$  – молярная масса топлива, таким образом:

$$C = \frac{12}{23,677} (1 \cdot 73,66 + 2 \cdot 6,7 + 3 \cdot 9,4 + 4 \cdot 4,5 + 5 \cdot 1,6 + 6 \cdot 0,99 + 1 \cdot 1,4) \\ = 75,3;$$

содержание водорода (Н) в топливе:

$$H = 1 \sum \frac{n_t^H \cdot \bar{x}_i}{M_t} = \frac{1}{M_m} \sum n_t^H \cdot x_t, \quad (2.5)$$

где  $n_t^H$  – количество атомов водорода в топливе, таким образом:

$$H = \frac{1}{23,677} (4 \cdot 73,66 + 6 \cdot 6,7 + 8 \cdot 9,4 + 10 \cdot 4,5 + 12 \cdot 1,6 + 14 \cdot 0,99) \\ = 20,6;$$

содержание кислорода (О) в топливе:

$$O = 16 \sum \frac{n_t^O \cdot \bar{x}_i}{M_t} = \frac{16}{M_m} \sum n_t^O \cdot x_t, \quad (2.6)$$

где  $n_t^O$  – количество атомов кислорода в топливе, таким образом:

$$O = \frac{16}{23,677} (2 \cdot 0,0440 + 2 \cdot 1,63) = 2,26;$$

содержание азота (N) в топливе:

$$N = 14 \sum \frac{n_t^N \cdot \bar{x}_i}{M_t} = \frac{14}{M_m} \sum n_t^N \cdot x_t, \quad (2.7)$$

где  $n_t^N$  – количество атомов азота в топливе, таким образом:

$$N = \frac{14}{23,677} (2 \cdot 1,634) = 1,93.$$

*Проверка % состава:*

$$C + H + O + N = 75,3 + 20,6 + 2,26 + 1,93 = 100\% \text{ (масс.)}$$

### 2.1.3 Определение теоретического количества воздуха

Определим теоретическое количество воздуха, необходимое для сжигания 1 кг попутного нефтяного газа, из стехиометрического уравнения реакции горения и содержания кислорода в атмосферном воздухе. Теоретическое количество воздуха вычисляется по формуле:

$$L_0 = 0,115C + 0,345H + 0,043(S - O), \quad (2.8)$$

где C, H, S, O – содержание элементарных углерода, водорода, серы и кислорода в топливе, соответственно, таким образом:

$$L_0 = 0,115 \cdot 75,3 + 0,345 \cdot 20,6 + 0,043 \cdot (0 - 2,26) = 15,67 \text{ кг/кг.}$$

На практике для обеспечения необходимой полноты сгорания топлива, в топочную камеру вводят избыточное количество воздуха, для этого пользуются коэффициентом расхода воздуха  $\alpha$ . При  $\alpha = 1,25$  действительный расход воздуха находится по формуле:

$$L = \alpha \cdot L_0, \quad (2.9)$$

где  $\alpha$  – коэффициент избытка воздуха;

$L_0$  – теоретическое количество воздуха, необходимое для полного сгорания топлива, таким образом:

$$L = 1,25 \cdot 15,67 = 19,59 \text{ кг/кг.}$$

Находим удельный объем воздуха для горения 1 кг топлива:

$$V_{\text{в}} = \frac{L}{\rho_{\text{в}}}, \quad (2.10)$$

где  $\rho = 1,293$  – плотность воздуха при нормальных условиях, таким образом:

$$V_{\text{в}} = \frac{19,59}{1,293} = 15,15 \text{ м}^3/\text{кг.}$$

### 2.1.4 Расчет продуктов сгорания

Рассчитаем количество продуктов сгорания, образующихся при сжигании 1 кг топлива:

если известен элементарный состав топлива, то массовый состав дымовых газов, образующихся при полном сжигании 1 кг топлива определяется исходя из окислительных реакций:



*количество углекислого газа:* содержание углерода в топливе, найденное из уравнения (2.4), составляет 75,3% или 0,753 кг на 1 кг топлива; молярная масса углерода  $M_c = 12$  г/моль; молярная масса углекислого газа  $M_{CO_2} = 44$  г/моль.

Исходя из реакции, описанной уравнением (2.11), количество углекислого газа можно вычислить по формуле:

$$m_{CO_2} = \frac{0,753 \cdot 44}{12} = 2,761 \text{ кг.}$$

*количество воды:* содержание водорода в топливе, найденное из уравнения (5), составляет 20,6% или 0,206 кг на 1 кг топлива; молярная масса водорода ;  $M_H = 1$  г/моль; молярная масса воды .  $M_{H_2O} = 18$  г/моль. Исходя из реакции, описанной уравнением (12), количество воды можно вычислить по формуле:

$$m_{H_2O} = \frac{0,206 \cdot 2 \cdot 18}{1 \cdot 4} = 1,854 \text{ кг.}$$

Количество кислорода и азота, не вступивших в реакцию можно найти исходя из коэффициента избытка воздуха, по следующим формулам:

*количество азота в выбросе:*

$$m_{N_2} = \alpha L_0 \cdot 0,768 + 0,01N, \quad (2.13)$$

Где  $\alpha$  – коэффициент избытка воздуха;

$L_0$  - теоретическое количество воздуха, необходимое для полного сгорания топлива, таким образом:

$$m_{N_2} = 1,25 \cdot 15,67 \cdot 0,768 + 0,01 \cdot 1,93 = 15,06 \text{ кг.}$$

*количество кислорода в выбросе:*

$$m_{O_2} = L_0(\alpha - 1)0,232, \quad (2.14)$$

где  $\alpha$  – коэффициент избытка воздуха;

$L_0$  - теоретическое количество воздуха, необходимое для полного сгорания топлива, таким образом:

$$m_{O_2} = 15,67 \cdot (1,25 - 1) \cdot 0,232 = 0,91 \text{ кг.}$$

Суммарный расчет количества продуктов горения:

$$m_{\text{п.с.}} = m_{CO_2} + m_{H_2O} + m_{O_2} + m_{N_2} \quad (2.15)$$

$$m_{\text{п.с.}} = 2,761 + 1,854 + 15,06 + 0,91 = 20,6 \text{ кг.}$$

Проверяем значение, полученное из уравнения (15):

$$m_{\text{п.с.}} = 1 + \alpha L_0 + W_{\text{ф}}, \quad (2.16)$$

где  $\alpha$  – коэффициент избытка воздуха;

$L_0$  - теоретическое количество воздуха, необходимое для полного сгорания топлива;

$W_{\text{ф}}$  – удельный расход форсуночного пара при сжигании жидкого топлива, кг/кг (для газообразного топлива  $W_{\text{ф}} = 0$ ).

$$m_{\text{п.с.}} = 1 + 1,25 \cdot 15,67 = 20,6.$$

Ввиду того, что топливо представляет собой смесь газообразных углеводородов, содержанием влаги в воздухе пренебрегаем.

### 2.1.5 Расчет объема продуктов сгорания

Найдем объем продуктов сгорания, при нормальных условиях, образовавшихся при сгорании 1 кг топлива:

$$V_i = \frac{m_i}{\rho_i} = \frac{m_i \cdot 22,4}{M_i}, \quad (2.17)$$

где  $m_i$  – масса соответствующего газа, образующегося при сгорании 1 кг топлива;

$\rho_i$  – плотность данного газа при нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup>;

$M_i$  – молярная масса данного газа, кг/кмоль;

22,4 – молярный объем газа при нормальных условиях, м<sup>3</sup>/кмоль.

$$V_{CO_2} = \frac{2,761 \cdot 22,4}{44} = 1,406 \text{ м}^3/\text{кг};$$

$$V_{H_2O} = \frac{1,854 \cdot 22,4}{18} = 2,307 \text{ м}^3/\text{кг};$$

$$V_{N_2} = \frac{15,06 \cdot 22,4}{28} = 12,048 \text{ м}^3/\text{кг};$$

$$V_{O_2} = \frac{0,91 \cdot 22,4}{32} = 0,637 \text{ м}^3/\text{кг};$$

Суммарный объем продуктов сгорания (н.у.) при фактическом расходе воздуха:

$$V = V_{CO_2} + V_{H_2O} + V_{N_2} + V_{O_2} \quad (2.18)$$

$$V = 1,406 + 2,307 + 12,048 + 0,637 = 16,4 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Рассчитаем плотность продуктов сгорания при н.у.:

$$\rho_0 = \frac{m_{\text{п.с.}}}{V}, \quad (2.19)$$

где  $m_{\text{п.с.}}$  – масса продуктов сгорания, найденная из уравнений (2.15) и (2.16)

$$\rho_0 = \frac{20,6}{16,44} = 1,25 \text{ кг/м}^3.$$

### 2.1.6 Определение теплоемкости и энтальпии

Определим теплоемкость и энтальпию продуктов сгорания на 1 кг топлива в интервале температур от 100 °С до 1500 °С:

$$c_t = (m_{CO_2} \cdot c_{CO_2} + m_{H_2O} \cdot c_{H_2O} + m_{N_2} \cdot c_{N_2} + m_{O_2} \cdot c_{O_2}), \quad (2.20)$$

$$H_t = c_t \cdot t, \quad (2.21)$$

где  $m_{CO_2}$ ,  $m_{H_2O}$ ,  $m_{N_2}$ ,  $m_{O_2}$  – массы соответствующих газов;  
 $c_{CO_2}$ ,  $c_{H_2O}$ ,  $c_{N_2}$ ,  $c_{O_2}$  – средние удельные теплоемкости соответствующих газов, при  $p = \text{const}$ , при температуре  $t$ , кДж/ (кг · К), находим по таблице 2.3;  
 $c_t$  – средняя теплоемкость дымовых газов, образующихся при сгорании 1 кг топлива при температуре  $t$ , кДж/ (кг · К).

**Таблица 2.3 – Средние удельные теплоемкости некоторых газов**

$t, ^\circ\text{C}$	$\text{O}_2$	$\text{N}_2$	$\text{CO}_2$	$\text{H}_2\text{O}$	Воздух
0	0,9148	1,0392	0,8148	1,8594	1,0036
100	0,9232	1,0404	0,8658	1,8728	1,0061
200	0,9353	1,0434	0,9102	1,8937	1,0115
300	0,95	1,0488	0,9487	1,9292	1,0191
400	0,9651	1,0567	0,9877	1,9477	1,0283
500	0,9793	1,066	1,0128	1,9778	1,0387
600	0,9927	1,076	1,0396	2,0092	1,0496
700	1,0048	1,0869	1,0639	2,0419	1,0605
800	1,0157	1,0974	1,0852	2,0754	1,071
1000	1,0305	1,1159	1,1225	2,1436	1,0807
1500	1,099	1,1911	1,1895	2,4422	1,0903
2000	1,691	1,2663	1,2565	2,7408	1,0999

Таким образом:

при  $t=100\text{ }^\circ\text{C}$ :

$$c_{t_{100}} = (2,761 \cdot 0,8658 + 1,854 \cdot 1,8728 + 15,06 \cdot 1,0404 + 0,91 \cdot 0,9232) \\ = 22,371 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К}),$$

$$H_{t_{100}} = 22,371 \cdot 100 = 2237,1 \text{ кДж}/\text{кг};$$

при  $t=200\text{ }^\circ\text{C}$ :

$$c_{t_{200}} = (2,761 \cdot 0,9102 + 1,854 \cdot 1,8937 + 15,06 \cdot 1,0434 + 0,91 \cdot 0,9353) \\ = 22,5885 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К}),$$

$$H_{t_{200}} = 22,5885 \cdot 200 = 4517,7 \text{ кДж}/\text{кг};$$

при  $t=300\text{ }^\circ\text{C}$ :

$$c_{t_{300}} = (2,761 \cdot 0,9487 + 1,854 \cdot 1,9292 + 15,06 \cdot 1,0488 + 0,91 \cdot 0,9500) \\ = 22,8057 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К}),$$

$$H_{t_{300}} = 22,8057 \cdot 300 = 6841,7 \text{ кДж}/\text{кг};$$

при  $t=400\text{ }^\circ\text{C}$ :

$$c_{t_{400}} = (2,761 \cdot 0,9877 + 1,854 \cdot 1,9477 + 15,06 \cdot 1,0567 + 0,91 \cdot 0,9651) \\ = 23,1303 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К}),$$

$$H_{t_{400}} = 23,1303 \cdot 400 = 9252,1 \text{ кДж}/\text{кг};$$

при  $t=500$  °С:

$$c_{t_{500}} = (2,761 \cdot 1,0128 + 1,854 \cdot 1,9778 + 15,06 \cdot 1,0660 + 0,91 \cdot 0,9793) \\ = 23,4084 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К}),$$

$$H_{t_{500}} = 23,4084 \cdot 500 = 11704,2 \text{ кДж}/\text{кг};$$

при  $t=600$  °С:

$$c_{t_{600}} = (2,761 \cdot 1,0396 + 1,854 \cdot 2,0092 + 15,06 \cdot 1,0760 + 0,91 \cdot 0,9927) \\ = 23,7033 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К}),$$

$$H_{t_{600}} = 23,7033 \cdot 600 = 14221,99 \text{ кДж}/\text{кг};$$

при  $t=700$  °С:

$$c_{t_{700}} = (2,761 \cdot 1,0639 + 1,854 \cdot 2,0419 + 15,06 \cdot 1,0869 + 0,91 \cdot 1,0048) \\ = 28,0072 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К}),$$

$$H_{t_{700}} = 28,0072 \cdot 700 = 16804,3 \text{ кДж}/\text{кг};$$

при  $t=800$  °С:

$$c_{t_{800}} = (2,761 \cdot 1,0852 + 1,854 \cdot 2,0754 + 15,06 \cdot 1,0974 + 0,91 \cdot 1,0157) \\ = 24,2951 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К}),$$

$$H_{t_{800}} = 24,2951 \cdot 800 = 19436,1 \text{ кДж}/\text{кг};$$

при  $t=1000$  °С:

$$c_{t_{1000}} = (2,761 \cdot 1,1225 + 1,854 \cdot 2,1436 + 15,06 \cdot 1,1159 + 0,91 \cdot 1,0305) \\ = 24,8167 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К}),$$

$$H_{t_{1000}} = 24,8167 \cdot 1000 = 24816,7 \text{ кДж}/\text{кг};$$

при  $t=1500$  °С:

$$c_{t_{1500}} = (2,761 \cdot 1,1895 + 1,854 \cdot 2,4422 + 15,06 \cdot 1,1911 + 0,91 \cdot 1,0990) \\ = 26,7501 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К}),$$

$$H_{t_{1500}} = 26,7501 \cdot 1500 = 40125,2 \text{ кДж}/\text{кг}.$$

при  $t=2000$  °С:

$$c_{t_{2000}} = (2,761 \cdot 1,2565 + 1,854 \cdot 2,7408 + 15,06 \cdot 1,2663 + 0,91 \cdot 1,1691) \\ = 28,685 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К}),$$

$$H_{t_{2000}} = 28,685 \cdot 2000 = 57370 \text{ кДж/кг.}$$

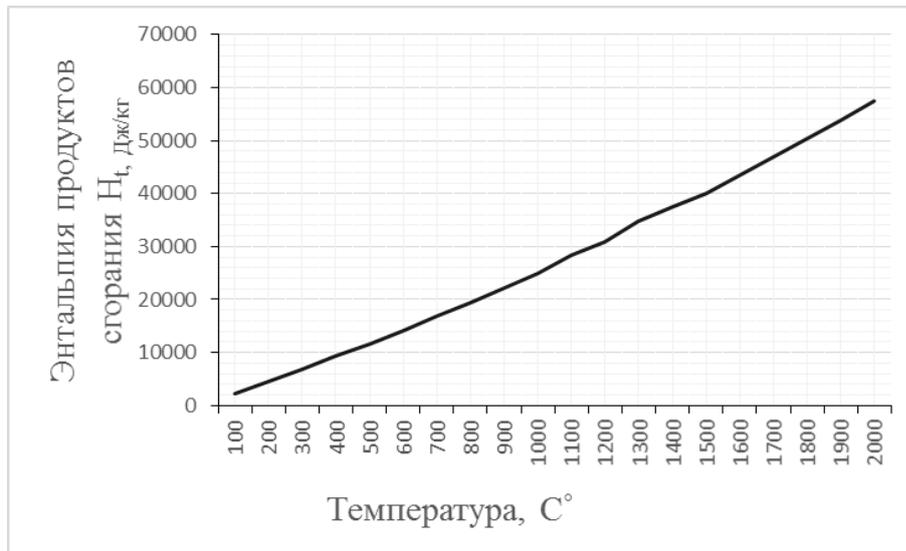
Для удобства, результаты расчетов сводим в таблицу 2.4

**Таблица 2.4 – Энтальпия продуктов сгорания попутного нефтяного газа с месторождения Локосово**

Температура		Теплоемкость продуктов сгорания $c_t$ , кДж/(кг·К)	Энтальпия продуктов сгорания $H_t$ , кДж/кг
°С	К		
100	373	22,371	2237,1
200	473	22,5885	4517,7
300	573	22,8057	6841,7
400	673	23,1303	9252,1
500	773	23,4084	11704,2
600	873	23,7033	14221,99
700	973	28,0072	16804,3
800	1073	24,2951	19436,1
1000	1273	24,8167	24816,7
1500	1773	26,7501	40125,2
2000	2273	28,685	57370

### 2.1.7 Построение Н-Т графика

По данным таблицы 4 строим график зависимости  $H_t = f(t)$



**Рисунок 1 - График зависимости энтальпии продуктов сгорания от температуры**

### 2.1.8 Определение КПД камеры сгорания

КПД камеры сгорания находим по формуле:

$$\eta_{\text{КС}} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6^{\text{шл}}), \quad (2.22)$$

$$q_2 = \frac{(H_{\text{уг}} - \alpha_{\text{уг}} \cdot H_{\text{в}}) \cdot (100 - q_4)}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}, \quad (2.23)$$

где  $H_{\text{уг}}$  – энтальпия уходящих газов при 500 °С;

$\alpha_{\text{уг}}$  – коэффициент избытка воздуха уходящих газов (1,25%);

$H_{\text{в}}$  – энтальпия поступающего в камеру сгорания воздуха при 25 °С;

$q_3$  – потери от химической неполноты сгорания топлива (принимаем равной 0,5%);

$q_4$  – потери теплоты от механического недожога (для газообразных топлив  $q_4=0$ );

$q_5$  – потери теплоты через наружные поверхности (принимаем равной 1,5 %);

$q_6^{\text{шл}}$  – тепловые потери со шлаком (для газообразных топлив  $q_6^{\text{шл}} = 0$ );

$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$  – теплота сгорания топлива.

Энтальпия поступающего в камеру сгорания воздуха находим из выражения:

$$H_{\text{в}} = 39,8 \cdot L_0, \quad (2.24)$$

где  $L_0$  – теоретический расход воздуха, тогда:

$$H_B = 39,8 \cdot 15,67 = 498 \text{ кДж/м}^3.$$

$$q_2 = \frac{(11704,2 - 1,25 \cdot 498) \cdot (100 - 0)}{45950} = 24,12 \%$$

Таким образом, КПД камеры сгорания:

$$\eta_{\text{КС}} = 100 - (24,12 + 0,5 + 0 + 1,5 + 0) = 73,8 \%$$

### 2.1.9 Определение теоретической температуры горения

Для нахождения теоретической температуры горения топлива требуется определить тепловыделение, при сгорании газообразного топлива:

$$Q_T = Q_H^p \cdot \left(1 - \frac{q_3 + q_4}{100}\right) + H_B. \quad (2.25)$$

Таким образом, тепловыделение:

$$Q_T = 45950 \cdot \left(1 - \frac{0,5}{100}\right) + 498 = 46218 \text{ кДж/м}^3.$$

Теоретическую температуру горения находим методом интерполирования значения энтальпии из таблицы 4, при условии, что  $Q_T = H_T$ :

$$H_T = (H_T)_{1500^\circ\text{C}} + \frac{(H_T)_{2000^\circ\text{C}} - (H_T)_{1500^\circ\text{C}}}{2000 - 1500} \cdot (x - 1500), \quad (2.26)$$

где  $x$  – искомая температура.

$$46218 = 40125,2 + \frac{57370 - 40125,2}{2000 - 1500} \cdot (x - 1500),$$

$$46218 = 40125,2 + 34,4896 \cdot (x - 1500),$$

$$6092,8 = 34,4896 \cdot x - 51734,4,$$

$$x = 1676,6^\circ\text{C}.$$

Теоретическая температура сгорания попутного нефтяного газа с месторождения Локосово равна  $t_r = 1676,6^\circ\text{C}$ .

Тепловой расчет является исходными данными для выбора топочного устройства. Для выполнения приведенных выше условий горения, выбираем топочное устройство по типу трубчатой печи ЦС 1, с габаритными размерами: длина  $L=4\text{м}$ ; ширина  $B=4\text{м}$ ; высота  $H=14\text{м}$ .

## 2.2 Расчет блока каталитической очистки

При горении углеводородного топлива в топочной камере, образуются продукты неполного сгорания такие как  $\text{NO}_x$  и  $\text{CO}$ , являющиеся опасными загрязнителями атмосферы и окружающей среды в целом. Для предотвращения попадания токсичных веществ в атмосферный воздух, в бакалаврской работе принято спроектировать блок каталитической очистки дымовых газов от указанных веществ. Данный блок представляет собой химический реактор идеального вытеснения с расположенной внутри сотовой конструкцией с нанесенным на нее палладием, и располагающимся после камеры сгорания. Выбор палладиевого катализатора обусловлен тем, что данный катализатор подходит как для окислительных реакций с участием диоксида углерода ( $\text{CO}$ ), так и для восстановительных реакций оксидов азота ( $\text{NO}$ ) [16.17.35.29].

Реакция восстановления  $\text{NO}$  на палладиевом катализаторе выглядит следующим образом:



Как видно из реакции (2.27) оксиды азота восстанавливаются диоксидом углерода, что позволяет одновременно преобразовывать оба загрязнителя.

Кроме того, на палладиевом катализаторе возможна реакция окисления  $\text{CO}$  по следующей реакции:



что так же увеличивает степень очистки.

Целью расчета является нахождение геометрических размеров химического реактора, а также реакционного объема катализатора.

*Исходные данные для расчета:*

температура выброса:  $T_v = 600^\circ\text{C}$ ;

концентрация оксида углерода:  $\text{CO} = 10\%$ ;

концентрация оксида азота:  $\text{NO} = 12,4\%$ ;

концентрация кислорода:  $\text{O}_2 = 9,6\%$ ;

концентрация азота:  $\text{N}_2 = 68\%$ ;

объем газовых выбросов:  $W_r = 15500$  м<sup>3</sup>/ч;

энергия активации процесса:  $E_a =$  кДж/моль.

### 2.2.1 Кинетика процесса

Для реактора, работающего в режиме идеального вытеснения, справедливо выражение:

$$\tau = \frac{V_k}{V_r} = C_{\text{нач}} \int_{x_{\text{нач}}}^{x_{\text{кон}}} [dx_A / U_A], \quad (2.29)$$

где  $\tau$  – время контакта газа с реакционным веществом, с;

$V_k$  – реакционный объем катализатора, м<sup>3</sup>;

$V_r$  – объем смеси газа, подвергшегося очистке, м<sup>3</sup>/ч;

$C_{\text{нач}}$  – начальная концентрация исходного вещества, моль/л;

$x_{\text{нач}}$ ,  $x_{\text{кон}}$  – начальная и конечная степени превращения;

$x_A$  – степень превращения исходного вещества;

$U_A$  – скорость реакции.

Скорость реакции восстановления оксида азота на палладиевом катализаторе можно определить по уравнению Борескова:

$$U = \left(\frac{k}{2a}\right) \cdot \left(x_p - \frac{x}{x}\right)^{0.8} \cdot (2b - ax) \cdot \frac{273}{T}, \quad (2.30)$$

где  $a$  – начальная концентрация NO в газе, %;

$b$  – начальная концентрация CO в газе, %;

$T$  – температура дымовых газов на слое катализатора;

$x$  – степень превращения;

$k$  – константа скорости химической реакции.

Подставив значение скорости из уравнения (2.30) в уравнение (2.29), получаем:

$$\tau = \frac{V_k}{V_r} = \int_0^x dx \left[ \left(\frac{k}{2a}\right) \cdot \left(x_p - \frac{x}{x}\right)^{0.8} \cdot (2b - ax) \cdot \frac{273}{T} \right]. \quad (2.31)$$

### 2.2.2 Определение константы скорости

Константа скорости процесса при температуре 600 °С вычисляется по формуле:

$$2,3\lg \frac{13.7}{k} = \frac{E_a}{R} \cdot \left( \frac{1}{T_1} - \frac{1}{T_2} \right), \quad (2.32)$$

где  $E_a$  – энергия активации процесса восстановления, кДж/моль;

$T_1$  – температура до начала реакции, К;

$T_2$  – температура окончания реакции, К;

$R = 8,31$  – газовая постоянная.

Принимаем,  $T_2 = 973$  К, тогда:

$$2,3\lg \frac{13.7}{k} = \frac{87800}{8,31} \cdot \left( \frac{1}{873} - \frac{1}{973} \right),$$

$$2,3\lg \frac{13.7}{k} = 1,247,$$

$$k_{600^\circ\text{C}} = 3,9.$$

### 2.2.3 Определение равновесной степени превращения

$$x_p = \frac{k_p}{k_p + \sqrt{\frac{100 - 0,5ax_p}{b} - 0,5ax_p}}, \quad (2.33)$$

где,  $K_p$  – константа равновесия;

$a$  – начальная концентрация NO в газе, %;

$b$  – начальная концентрация CO в газе, %.

### 2.2.4 Определение константы равновесия

Константу равновесия находим из уравнения Гиббса:

$$\lg K_p = \left( \frac{4905}{T} \right) - 4,645, \quad (2.34)$$

где  $T$  – температура процесса, К.

Таким образом:

$$K_p = 9,54.$$

Решаем уравнение (2.33) методом подстановки и находим  $x_p$ ;

$$x_p = 0,64.$$

Решаем уравнение (2.31), для чего воспользуемся методом графического интегрирования. В координатах  $1/U - x$  строим график и находим площадь под кривой, ограниченную значениями  $x$  от 0 до 0,5. Таким образом:

$$\frac{1}{u} = \left(\frac{2a}{k}\right) \cdot \left(\frac{x}{x_p} - x\right)^{0,8} \cdot \left(\frac{1}{2}b - ax\right) \cdot \frac{T}{273}; \quad (2.35)$$

при  $x = 0,1$ ;

$$\frac{1}{u} = \left(\frac{2 \cdot 10}{3,9}\right) \cdot \left(\frac{0,1}{0,64} - 0,1\right)^{0,8} \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot 12,4 - 10 \cdot 0,1\right) \cdot \frac{873}{273} = 0,19;$$

при  $x = 0,2$ ;

$$\frac{1}{u} = \left(\frac{2 \cdot 10}{3,9}\right) \cdot \left(\frac{0,2}{0,64} - 0,2\right)^{0,8} \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot 12,4 - 10 \cdot 0,2\right) \cdot \frac{873}{273} = 0,406;$$

при  $x = 0,3$ ;

$$\frac{1}{u} = \left(\frac{2 \cdot 10}{3,9}\right) \cdot \left(\frac{0,3}{0,64} - 0,3\right)^{0,8} \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot 12,4 - 10 \cdot 0,3\right) \cdot \frac{873}{273} = 0,721;$$

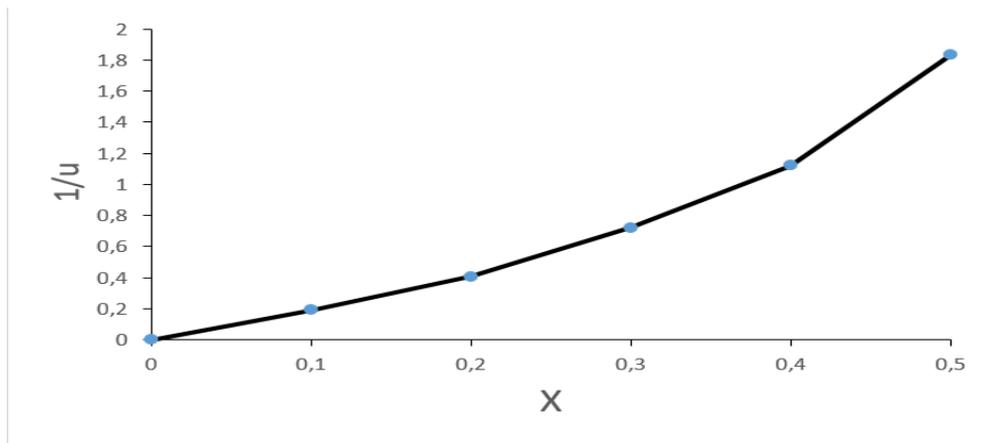
при  $x = 0,4$ ;

$$\frac{1}{u} = \left(\frac{2 \cdot 10}{3,9}\right) \cdot \left(\frac{0,4}{0,64} - 0,4\right)^{0,8} \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot 12,4 - 10 \cdot 0,4\right) \cdot \frac{873}{273} = 1,12;$$

при  $x = 0,5$ ;

$$\frac{1}{u} = \left(\frac{2 \cdot 10}{3,9}\right) \cdot \left(\frac{0,5}{0,64} - 0,5\right)^{0,8} \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot 12,4 - 10 \cdot 0,5\right) \cdot \frac{873}{273} = 1,834.$$

По найденным значениям  $1/U$  и  $x$  строим график:



**Рисунок 2 – График для определения времени контакта**

Подсчитаем площадь под кривым методом трапеций:

$$s = 0,33.$$

Данная величина площади является искомой величиной времени контактирования  $\tau$ :

$$\tau = s = 0,33 \text{ с.}$$

### 2.2.5 Расчет реакционного объема катализатора:

$$V = c \cdot V_r \cdot \tau, \quad (2.35)$$

где  $c$  – коэффициент запаса катализатора, принимаем равным  $c = 1,3$ ;

$V_r$  – объем очищаемого газа,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$T$  – время контакта, таким образом:

$$V_k = 1,3 \cdot \left( \frac{15500}{3600} \right) \cdot 0,33 = 1,9 \text{ м}^3.$$

### 2.2.6 Определение площади сечения химического реактора

Рассчитываем площадь сечения реактора:

$$S = \frac{V_r}{W} \cdot \frac{(273 + t)}{273}, \quad (2.36)$$

где  $W$  – скорость газового потока, принимаем равной  $W = 1,5 \text{ м/с}$ ;

$t$  – температура процесса,  $^{\circ}\text{C}$ , тогда:

$$S = \frac{15500}{3600 \cdot 1,5} \cdot \frac{(273 + 600)}{273} = 9,17 \text{ м}^3.$$

### 2.2.7 Расчет диаметра реактора

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot S}{\pi}}, \quad (2.37)$$

где  $S$  – площадь сечения реактора,  $\text{м}^3$ ;

$\pi = 3,14$  таким образом:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot 9,17}{3,14}} = 3,4 \text{ м.}$$

### 2.2.8 Расчет высоты слоя катализатора

$$h = \frac{V_k}{S}, \quad (2.38)$$

где  $V_k$  – реакционный объем катализатора,  $\text{м}^3$ ;

$S$  – площадь сечения реактора,  $\text{м}^3$ , таким образом:

$$h = \frac{1,9}{9,17} = 0,208 \text{ м.}$$

Для рационального размещения данного объема катализатора в реакторе, примем высоту слоя катализатора равную  $h = 1 \text{ м}$ , тогда диаметр реактора:

$$D = 1,56 \text{ м.}$$

После каталитического обезвреживания дымовых газов, получаем поток, состоящий из  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$  и паров воды. Для того, чтобы избавиться от эффекта «свечи» т.е. эффекта, при котором нагретый выброс из трубы устремляется вверх тем самым локально перегревая нижние слои атмосферы, способствуя трансформации исходных веществ в более сложные и более опасные, необходимо разработать устройство, задачей которого является создание избыточного давления и распыление газового потока из трубы над зеле-

ными насаждениями, произрастающими вблизи нефтяного месторождения. Ввиду того, что углекислый газ тяжелее воздуха, после остывания он будет опускаться к земле и поглощаться флорой, тем самым способствуя увеличению зеленой массы, а также выработке кислорода.



**Рисунок 3 – Радиальный вентилятор**

За основу берем конструкцию радиального вентилятора (рисунок 3), в корпусе которого расположена узкая кольцевая щель, через которую происходит распыление. Для вращения лопастей радиального вентилятора обычно используется электродвигатель, но в нашем случае в качестве движущей силы, вращающей ротор вентилятора, используется привод ветрогенератора с многолопастным ротором (рисунок 4). Данный ротор используется в качестве привода в ветрогенератора. Преимущество данного ротора заключается в высокой эффективности работы при малой скорости ветра (до 1 м/с), что позволит выполнять свои функции при небольших скоростях ветра.



**Рисунок 4 – Многолопастный ротор**

Данная оригинальная конструкция устанавливается на конце дымоходной трубы, и, используя силу ветра, приводит в движение радиальный вентилятор, который в свою очередь выполняет свои функции.

В случае если скорость ветра падает, ниже предельной, в конструкции предусмотрен подпружиненный шибер, позволяющий открывать дымоход при малом давлении (которое создает распыляющее устройство), при этом дымовые газы будут беспрепятственно выходить через распыляющее устройство, без потерь тяги. Такой подход позволит создать автономную конструкцию, работающую в бесперебойном режиме.

### **2.3 Выбор радиального вентилятора и роторного привода**

По заданному объему газовых выбросов  $V_{\Gamma} = 15500$  м<sup>3</sup>/ч, а также ориентировочного давления газов в дымоходе  $P = 300$  Па, подбираем радиальный вентилятор типа ВЦ 5-50-8 (приложение Б), с измененным кожухом, после чего подбираем подходящий многолопастный ротор, для обеспечения необходимой мощности при работе устройства.

В конструкции комплекса разработанных устройств предусмотрен теплообменник, задачей которого является понижение температуры отходящих

газов. Во избежание образования угольной кислоты в данном теплообменнике, в дальнейшем при выборе и расчетах, необходимо учитывать температуру конденсации паров воды. При н.у. температура конденсации составляет  $T_k=100^\circ\text{C}$ , поэтому охлаждение продуктов выброса не должно превышать данную величину.

*Выводы по главе 2:*

Разработана оригинальная конструкция устройства для безопасного сжигания попутных нефтяных газов, которая решает следующие задачи:

1. в камере сгорания безопасно сжигает попутные газы;
2. полученный дымовой газ, включающий в себя такие вредные вещества как:  $\text{NO}_x$  и  $\text{CO}$ , очищается в блоке каталитической очистки до безвредных  $\text{N}_2$  и  $\text{CO}_2$ ;
3. через оригинальное распылительное устройство горизонтально распыляет выбросы над зелеными насаждениями, произрастающими вокруг нефтяного месторождения

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В бакалаврской работе была проведена оценка влияния попутного нефтяного газа на окружающую среду, а также проанализирован их состав для выявления вредных составляющих. Анализ выявил что за последние 15 лет объемы добычи попутного нефтяного газа выросли с 6,7 до 64 млрд м<sup>3</sup>/год, при этом уровень утилизации попутного газа до 2012 года держался на уровне 72 %, однако после вступления в силу Постановления Правительства РФ №1148 вырос до 84% к 2014 году. Анализ литературы так же показал, что наиболее низкий % использования попутных газов приходится на малые месторождения с малоразвитой инфраструктурой, поэтому такие месторождения вынуждены сжигать попутный нефтяной газ., нанося колоссальный ущерб окружающей среде. Согласно данным, 12% мировой эмиссии вредных веществ приходится на нефтедобывающую промышленность. Согласно проанализированной документации ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», уровня утилизации попутного газа в размере 100% не достигнуто ни на одном месторождении.

В качестве предлагаемого технического решения снижения антропогенного воздействия сжигания попутного нефтяного газа на малых нефтедобывающих предприятиях со слаборазвитой инфраструктурой, в бакалаврской работе разработан оригинальный способ утилизации попутных нефтяных газов, с превращением вредных веществ в полезные для зеленых насаждений. Разработаны основные узлы устройства, позволяющего автономно и безопасно сжигать попутный нефтяной газ, и затем преобразовывать такие вредные вещества, как NO, CO в безвредные для окружающей среды и полезные для растений CO<sub>2</sub> и N<sub>2</sub>. По оценкам исследователей увеличение содержания углекислого газа в атмосфере благоприятно сказывается на росте растений. Увеличение углекислого газа на 30% влечет за собой прирост биомассы растений на 30-60%, что в свою очередь увеличивает их продуктив-

ность, тем самым увеличивая количество производимого кислорода на 50 - 100% [69]. Ввиду этого, разработано оригинальное распылительное устройство, которое позволит распылять  $\text{CO}_2$  в зону произрастания растительности. Кроме того, решается проблема теплового загрязнения. Так при традиционном сжигании попутного газа на факеле, 150-300 м в радиусе от факела, подвергается термическому разрушению, уничтожая плодородные грунты.

Таким образом, задачи бакалаврской работы выполнены, цель бакалаврской работы достигнута.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. А.А. Бакиров, М.В. Бордовская, В.И. Ермолкин и др. Геология и геохимия нефти и газа: Учебное пособие для вузов // - М.: Недра, 1991.
2. Аджиев А.Ю., Пипа Т.С. Невостребованный резерв: ресурсы нефтяного газа предоставляют огромные возможности, но они используются без должной отдачи // Нефть России. — 2007. - № 4. - С. 42 – 46.
3. Аджиев А.Ю., Тлехурай Г.Н., Цинман А.И. и др. Блочная автоматизированная установка сероочистки нефтяного газа Бавлинского газового цеха // Сбор, подготовка и переработка легкого углеводородного сырья. Тезисы докладов XXII Всероссийского межотраслевого совещания (Краснодар, 8-12 сентября 2003 г.). — Краснодар. — 2004. — С. 65-67.
4. Андреева Н.Н. В России и мировом сообществе имеются необходимые технологии, техника и материальные ресурсы для экономически эффективного использования нефтяного газа // Нефтяное хозяйство. - 2006. -№ 1. С. 86-89.
5. Андреева Н.Н., Миргородский В.Н., Мухаметшин В.Г. и др. Рациональное использование нефтяного газа: от анализа проблемы до реализации проектов // Нефтяное хозяйство. — 2007. -№9. -С. 133-137.
6. Антипьев В.Н. Утилизация нефтяного газа. - М.: Недра, 1983.
7. Бажайкин С.Г., Багманов А.А., Ильясова Е.З. Об эффективности транспорта газожидкостной смеси по промысловым трубопроводам // Утилизация попутного нефтяного газа. Опыт и перспективы применения зарубежных и отечественных мультифазных технологий в ОАО «Татнефть». Матер, семинара главных инженеров ОАО «Татнефть» 24 апреля 2008 г. - Бугульма, 2008. - С. 20-24.
8. Бажайкин С.Г., Ильясова Е.З., Авдеева Л.А., Степанюгин А.В., Безе В.И., Замилов И.Т., Нурсеитов Б.Д. Обоснование выбора методов утилизации ШФЛУ путем их ранжирования // Нефтепромысловое дело. - 2009. - № 10.-С.47-50.

9. Байков Н.М. Зарубежный опыт внедрения методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. - 2006.-№ 7. - С. 120-122.
10. Бараз В.И. Добыча нефтяного газа. - М.: Недра, 1983. - 252 с.
11. Боресков Г. К. Катализ. Вопросы теории и практики. Избранные труды. — Новосибирск: Наука, 1987.
12. Боресков Г.К. Гетерогенный катализ. - М.: Наука, 1986. – с. 1-42
13. Брод И.О. Залежи нефти и газа: Формирование и классификация. - М.: Гостоптехиздат, 1957.
14. Бушуев В.В., Соловьянов А.А., Журавлев В.Г., Чернегов Ю.А. Мониторинг и проектирование эффективных технологий топливно-энергетического комплекса. — М.: ВНИИОЭНГ, 1995.
15. Васильев В.И., Гибадуллин Н.З. и др. (ИК «БашНИПИнефть») Исследование эффективности утилизации нефтяного газа закачкой в продуктивный пласт // Нефтяное хозяйство. — 2004. - № 8. - С. 76-78.
16. Виноградова О. Газовая электроэнергетика Сургутнефтегаза // Нефтегазовая вертикаль. - 2002. - № 14. - С.66-68.
17. Вяхирев Р.И. Теория и опыт добычи газа - М.: Недра, 1998. - 478с.
18. Газ природный топливный компримированный для двигателей внутреннего сгорания. Технические условия: ГОСТ 27577-2000. — М.: Изд-во стандарты, 2001.
19. Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия: ГОСТ 5542-87. — М.: Изд-во стандартов, 1987.
20. Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия: ОСТ 51.40-93. Регистрационный № 437920 от 17.09.93. Утв. зам. председателя РАО «Газпром» В.В. Ремизовым 10.09.93 г.
21. Горячев А.А., Туманов А.П., Ключев А.Я. Сбор и транспорт нефти на небольших по запасам и удаленных от развитой инфраструктуры неф-

тяных месторождений // Нефтяное хозяйство. - 2007. - № 8. - С. 46-47.

22. Грайфер В.И. Срочно требуется гибкость // Нефть России. -2004. — № 6. — 72 с.

23. Грайфер В.И., Лысенко В.Д. Газовое заводнение. Перспективы широкого промышленного применения // Нефтяное хозяйство. —2007. — № 2. -С. 41-43.

24. Грошева Л.П. Принципы расчетов химических реакторов // Учебное пособие – 2006. – С. 2-14.

25. Губонина З.И. и др. Экономический эффект от внедрения природоохранных мероприятий в НГДУ «Сургутнефть» ХМАО // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. — 2008. — № 6. — С. 16-19.

26. Гумеров А.Г., Бажайкин С.Г., Ильясова Е.З. и др. Выбор методов утилизации нефтяного газа и оценка эффективности их внедрения на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» // Нефтяное хозяйство. — 2008. — № 9. — С.50-52.

27. Демин Е. Нужна ли нашему государству малая энергетика // Нефтегазовая вертикаль. — 2006. - № 5. - С. 74-75.

28. Добрецов А.Ю. Энергия из попутного нефтяного газа Аригольского месторождения // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. - 2008. - № 2. - С. 32-37.

29. Дроздов А.Н., Мохов М.А., Осичева Л.В. и др. Утилизация попутного газа в нефтепромысловом сборе с использованием струйного аппарата // Нефтепромысловое дело. - 2004. — № 5. - С. 37-39.

30. Духанин Г.П. Термодинамические расчеты химических реакций // Учебное пособие – 2010. – 96 с.

31. Жижченко Б.П. Углеводородные газы. - М.: Недра, 1984. - 112 с.

32. Зарипов А.Г. Комплексная подготовка продукции нефтегазодобывающих скважин. - М.: из-во Московского государственного горного университета. - 1996. - Т.2. -321 с.

33. Иванова Е.А., Сафаров Р.Р. Утилизация попутного нефтяного газа — основная проблема комплексного освоения нефтяных месторождений.// Горный информационно-аналитический бюллетень, 2002, № 03. – С.21-23
34. Калачева Л.И. Гордиев узел с запахом попутного газа: «Сургут-нефтегаз» пытается разрубить его при помощи ряда новых проектов // Нефть России.- 2005. -№ 1.-С. 24-27.
35. Кейбал А.В., Кейбал А.А., Баранцевич С. В. Попутный газ - он трудный самый // Нефтегазопромысловый инжиниринг. - 2008. - № 2. - С. 10-13.
36. Кириллов Д.В. «Путь истинный» для попутного газа: в сфере утилизации НПГ наконец-то наметились положительные тенденции // Нефть России.-2008. -№ 11.-С. 72-75.
37. Кириллов Д.В. Лед тронулся: утилизация ПНГ в новых условиях // Нефтегазовая вертикаль. - 2008. - № 18. - С. 64-66.
38. Кирюшин П.А., Книжников А.Ю., Кочи К.В. и др. // Попутный нефтяной газ в России: «Сжигать нельзя, перерабатывать!» Аналитический доклад об экономических и экологических издержках сжигания попутного нефтяного газа в России — М.: Всемирный фонд дикой природы (WWF), 2013. – С. 15.
39. Киссин В.А., Тюрина Л.А. Глубокая подготовка попутного нефтяного газа для переработки в товарную продукцию // Наука и техника в газовой промышленности. - 2008. - № 1. - С. 4-10.
40. Книжников А., Пусенкова Н. Проблемы и перспективы использования нефтяного попутного газа в России // Ежегодный обзор проблемы в рамках проекта «Экология и энергетика. Международный контекст». - М.- 2009.-28 с.
41. Курбанов Я. «БалтСтройСервис» реализует государственную программу утилизации ПНГ // Нефть и газ. Евразия. - 2008. - № 2. - С. 34-41.
42. ЛУКОЙЛ: по материалам годового отчета // Нефтегазовая вертикаль. — 2005. -№ 11. -С. 28-32.

43. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. — М.: Недра, 1974.
44. Макаров П.А. Нереализованный «Клондайк» // Мировая энергетика. - 2004. - № 10.
45. Музлова Г.Д. От проблемы к возможностям: опыт утилизации попутного нефтяного газа ТНК-ВР // Нефтегазовая вертикаль. — 2007. - №21.-С. 158-161.
46. Муравьев И.М., Андриасов Р.С. Гиматудинов Ш.К. и др. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений // -М.: Гостоптехиздат, 1958.
47. Муравьев М.И., Мищенко И.Т. Эксплуатация погружных центробежных электронасосов в вязких жидкостях и газожидкостных смесях. - М.: Недра, 1969.
48. О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках, утв. Постановлением Правительства РФ № 7 от 8 января 2009 г.
49. Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа" (вместе с "Положением об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа"), утв. Постановлением Правительства РФ № 148 от 08.11.2012 г.
50. Пермяков К.А. Дешевая электроэнергия вместо дорогого факела // Бурение и нефть. - 2008. - № 1. - С. 42-44.
51. Пипа Т.С., Алексеев С.Б., Пчелинцева В.И., Ткаченко Л.Г. Анализ состояния использования ресурсов нефтяного попутного газа и пути решения этой проблемы // Материалы конференции. - С. 19-27.
52. Порядок определения платы и её предельных размеров за загрязнение окружающей природной среды, размещение отходов, другие виды вредного воздействия, утв. Постановлением Правительства РФ от 28 августа

1992 г. № 632.

53. Пухлий В.А., Пухлий А.В., Коршунов Д.А. Схемы транспортировки попутного нефтяного газа. - 2007. - № 3. - С. 15-17

54. Рациональное использование нефтяного газа и других видов легкого углеводородного сырья // Материалы Всероссийского межотраслевого совещания (Краснодар, 6-10 сентября 1999 г.). - М.: ОАО «НИПИГазпереработка», 1999.

55. Рациональное использование нефтяного попутного газа / Материалы XXIII Всероссийского межотраслевого совещания 12-16 сентября 2005 г. - Краснодар: ОАО «НИПИГазпереработка», 2006. - 271 с.

56. Рябов А. и др. Технологические схемы промышленных вихревых установок подготовки попутного нефтяного газа к транспорту // Нефтегазовые технологии. - 2007. — № 9. — С. 3-10.

57. Сахабутдинов Р.З., Тронов В.П., Закиев Ф.А. Опыт утилизации газа на промыслах АО «Татнефть» // Материалы Всероссийского межотраслевого совещания (Краснодар, 4-8 сентября 2000 г.). - М., 2001.

58. Сбор, подготовка и переработка легкого углеводородного сырья // Материалы XXII Всероссийского межпромыслового совещания (Краснодар 8-12 сентября 2003 г.). - Краснодар: ОАО «НИПИГазпереработка», 2004.

59. Смирнов А.С. Сбор и подготовка нефтяного газа на промысле. - М.: Недра, 1971.

60. Смирнов В.С., Даниленко М.А. Проблемы использования нефтяного газа в России // Нефтяное хозяйство. — 2001. - № 7. — С. 62-66.

61. Соколов В.А., Бестужев М.А., Тихомолова Т.В. Химический состав нефтей и природных газов в связи с их происхождением. - М.: Недра, 1972.-273 с.

62. Степаненко П. «Газоочистка-2005» испытание электричеством выдержала // Нефтяное хозяйство. - 2005. - № 6-7.

63. Твердской А.К., Ефимов А.М. Рациональное использование попутного газа при добыче нефти // Промышленная энергетика. — 2003. — №

4. — С. 24-25.

64. Тронов В.П., Сахабутдинов Р.З., Тронов А.В. Использование попутного нефтяного газа на промыслах в технологических целях // Интервал. - 2002. - № 11.- С. 50-51.

65. Тур Е.В., Магарил Р.З. Состояние переработки попутного нефтяного газа в Тюменской области // Известия вузов. Нефть и газ. - 2007. - № 6. - С. 122-127.

66. Черномуров Ф.М., Ануфриев В.П., Черномуров А.Ф. Использование энергии попутного газа с помощью струйных и парожидкостных насосов // Нефтепромысловое дело. - 2005. - № 10. - С. 38-41.

67. Шмаль Г.И., Зайцев В.П. Пригодится на земле и в небе: продукты переработки попутного нефтяного газа можно использовать и в малой энергетике, и в ЖКХ, и в авиации // Нефть России. - 2008. - № 7. - С. 76-78.

68. Щербатюк В. Не всё то газ, что горит. Промысловые установки топливного газа // Нефтегазовая вертикаль. - 2008. - С. 133-134.

69. Akatov P.V. The published data on response of planst of atmospheric carbon dioxide are reported / Akatov P.V. // Electronic periodical SFU "Living and biokosnye system», № 5, 2013.

70. John K. et al. Flaring & venting in the oil & gas exploration & production industry / K. John // The International Association of Oil & Gas Producers. - 2000.

71. Nnamdi A., Abudssalam E., Pericles P. Associated Gas Utilization Using Gas Turbine Engine, Performance Implication—Nigerian Case Study / A. Nnamdi, E. Abudssalam, P. Pericles // Energy and Power Engineering. 2016. - PP. 137-145.

72. Saheed Ismail O., Ezaina Umukoro G. Global Impact of Gas Flaring / O. Saheed Ismail, G. Ezaina Umukoro // Energy and Power Engineering. - 2012, 4. PP. 290-302.

73. Zoheir E., Jörg F. Gas Flaring: The Burning Issue / E. Zoheir, F. Jörg  
// Resilience.– 2013.

# ПРИЛОЖЕНИЕ

## Приложение А

### Определение компонентного состава газа по ГОСТ 31371

TotalChrom version 6.3.2

Дата отбора пробы: 29.03.15

Дата анализа: 01.04.15

Место отбора пробы: АНГДУ ДНС-1

факал КЕТЫ

Наименование пробы:

Номер пробы:

N п.п.	Компонент	образец: Ноябрькин 41-332		г		Хср. мол %	Ок мол %	Хср. об %	Хср. масс %	г (уд/неуд)
		№1 мол %	№2 мол %	г мол %	г* мол %					
1	O2	0.1720	0.1710	0.0010	0.0251	0.1715	0.0115	0.1739	0.1620	уд
2	N2	1.6310	1.6350	0.0040	0.0802	1.6330	0.0866	1.6563	1.3503	уд
3	CO2	1.2350	1.2340	0.0010	0.0723	1.2345	0.0753	1.2458	1.6037	уд
4	Метан	49.1740	49.1370	0.0370	0.5509	49.1555	0.9608	49.7769	23.2762	уд
5	Этан	7.3200	7.3200	0.0000	0.1572	7.3200	0.2931	7.3672	6.4974	уд
6	Пропан	17.9890	18.0480	0.0590	0.4137	18.0185	1.0814	17.9775	23.4542	уд
7	и-Бутан	3.9920	3.9940	0.0020	0.1476	3.9930	0.2398	3.9337	6.8508	уд
8	н-Бутан	9.3270	9.3120	0.0150	0.3032	9.3195	0.5594	9.1546	15.9894	уд
9	и-Пентан	2.5780	2.5710	0.0070	0.0888	2.5745	0.1547	2.4892	5.4830	уд
10	н-Пентан	3.4040	3.3940	0.0100	0.1043	3.3990	0.2042	3.2589	7.2390	уд
11	Гексаны+	3.1780	3.1840	0.0060	0.0936	3.1810	0.1911	2.9659	8.0918	уд
<b>СУММА</b>		<b>100.0000</b>	<b>100.0000</b>			<b>100.0000</b>		<b>100.0000</b>	<b>100.0000</b>	

C:\TotalChromData\Data Files\data-20150401-123145.TX0

C:\TotalChromData\Data Files\data-20150401-121341.TX0

### Расчет теплофизических параметров газа по ГОСТ 31369

	0°C		20°C		25°C	
	нижнее	высшее	нижнее	высшее	нижнее	высшее
Молярная теплота сгорания, кДж/моль	1539.96	1682.87	1539.61	1679.80	1539.52	1679.06
Массовая теплота сгорания, МДж/кг	45.46	49.68	45.45	49.58	45.44	49.56
Объемная теплота сгорания, МДж/м <sup>3</sup>	69.63	76.10	64.66	70.55	63.52	69.28
Число Воббе, МДж/м <sup>3</sup>	63.99	69.93	59.51	64.93		
Относительная плотность	1.1642		1.1807			
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1.5319		1.4228			
Молярная масса, г/моль	33.88					
Содержание целевых компонентов C3+	954.83					
Содержание целевых компонентов C5+	296.14					

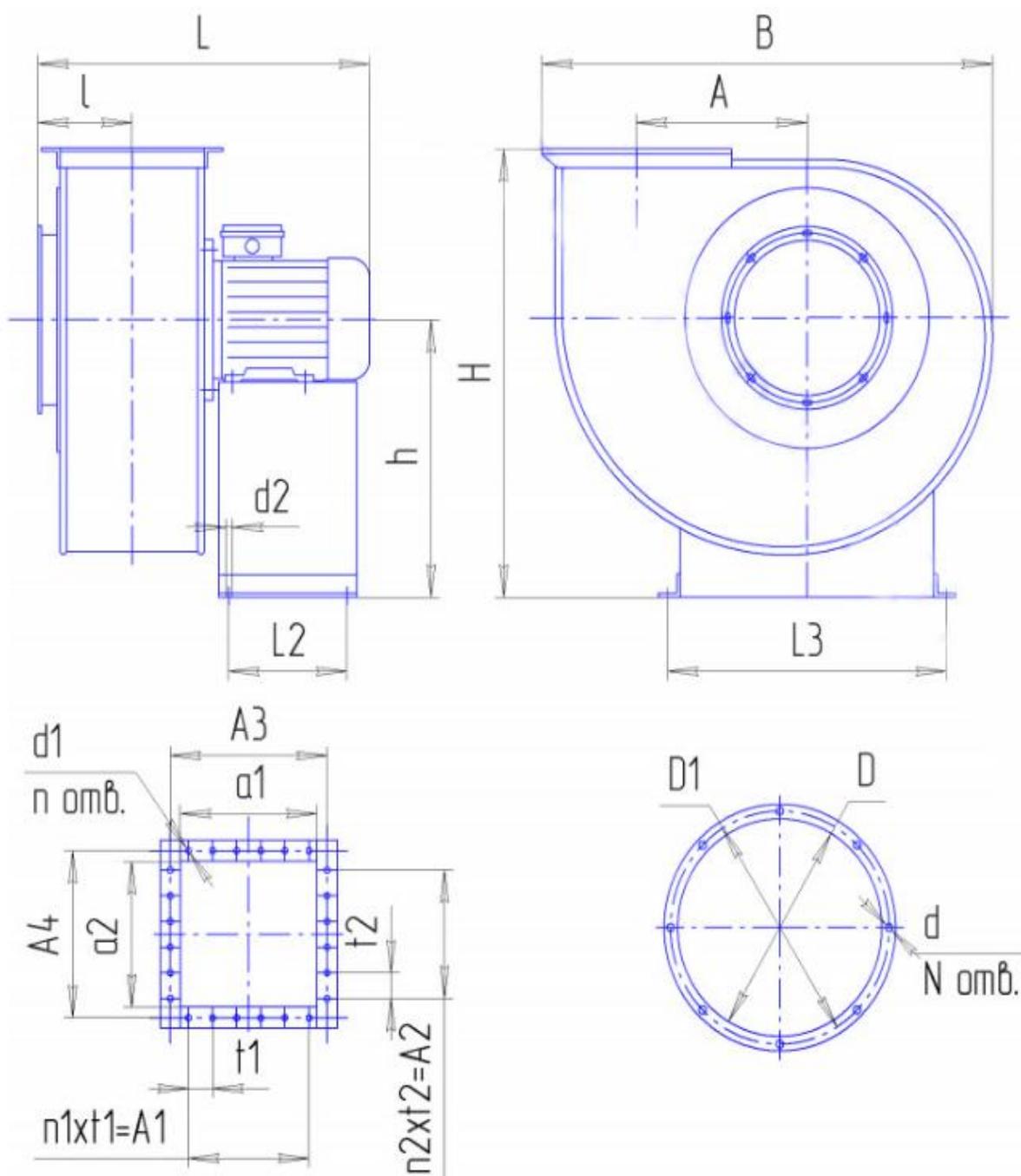
Выполнил лаборант:

Григорьева А.Б.

Подпись:



## Рисунок А – Состав попутного нефтяного газа с месторождения Локосово



ГАБАРИТНЫЕ РАЗМЕРЫ, ММ

Типоразмер вентилятора	A	A1	A2	A3	B	E <sub>max</sub>	H <sub>max</sub>	L <sub>max</sub>
ВЦ 5-35-3,55	125	280	170	360	545	130	500	400
ВЦ 5-35-4	185	400	200	450	695	120	660	450
ВЦ 5-35-8	445	870	820	752	1205	195	1360	750
ВЦ 5-35-8,5	470	890	820	752	1260	205	1420	790
ВЦ 5-45-4,25	297	460	200	355	780	150	760	550
ВЦ 5-45-8	670	1280	1310	970	1810	290	2030	1000
ВЦ 5-45-8,5	710	1300	1310	970	1900	300	2120	1100
ВЦ 5-50-8	520	890	820	752	1400	195	1370	950

## ПРИСОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ РАЗМЕРЫ, ММ

Типоразмер вентилятора	B1	B2	B3	B4	D	D1	n	d1	N	d
ВЦ 5-35-3,55	200	156	97	141	182	139	6	11	8	11
ВЦ 5-35-4	219	175	138	182	219	174	8	11	8	11
ВЦ 5-35-8	448	394	246	300	405	248	12	11	8	11
ВЦ 5-35-8,5	475	418	260	318	430	263	12	11	8	11
ВЦ 5-45-4,25	265	221	175	220	265	217	10	12	8	12
ВЦ 5-45-8	497	443	351	405	497	444	14	12	12	12
ВЦ 5-45-8,5	497	443	351	405	497	444	14	12	12	12
ВЦ 5-50-8	629	559	443	513	629	557	14	14	16	14
ВЦ 5-50-9	698	628	497	567	698	626	14	14	16	

## ПАРАМЕТРЫ

Условное обозначение	Типоразмер двигателя*	Мощность установочная N <sub>у</sub> , кВт	Частота вращения вала N, об/мин.	Производительность Q, м <sup>3</sup> /час	Давление полное P <sub>в</sub> , Па	Масса без двигателя не более, кг	Виброизоляторы	
ВЦ 5-35-3,55	АИМ71А2	0,75	3000	800	1650	54	ДО40	6
	АИМ71В2	1,1	3000	1000	2000	56	ДО40	6
ВЦ 5-35-4	АИМР80В2	2,2	3000	1800	2600	86	ДО40	6
ВЦ 5-35-8	АИМ132М4	11,0	1500	8100	3030	385	ДО42	6
ВЦ 5-35-8,5	АИМ132М4	11,0	1500	7900	3340	385	ДО42	6
ВЦ 5-45-4,25	АИМ100S2	4,0	3000	3100	2920	125	ДО41	6
ВЦ 5-45-8	АИМ132М4	11,0	1500	9100	2600	310	ДО42	6
ВЦ 5-45-8,5	АИМ160S4	15,0	1500	10200	2760	390	ДО42	6
ВЦ 5-50-8	АИМ160S4	15,0	1500	16200	2460	390	ДО42	8
	АИМ160М4	18,5	1500	18300	2800	420	ДО42	8
ВЦ 5-50-9	АИМ180М4	30,0	1500	23200	3160	590	ДО42	8

**Рисунок Б – Параметры и размеры радиальных вентиляторов фирмы «ВЕНТМАШ»**



