

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

**ИНСТИТУТ ХИМИИ И ИНЖЕНЕРНОЙ ЭКОЛОГИИ**

**Кафедра «Рациональное природопользование и ресурсосбережение»**

18.03.02 «Энерго-, ресурсосберегающие процессы в химической технологии,  
нефтехимии и биотехнологии»

(код и наименование направления подготовки)

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: **Разработка технологии утилизации нефтяного попутного газа**

Студент(ка) А.В.Жигайло \_\_\_\_\_  
(И.О. Фамилия) (личная подпись)

Руководитель Ю.В.Чариков \_\_\_\_\_  
(И.О. Фамилия) (личная подпись)

**Допустить к защите**

Зав. кафедрой

«Рациональное

природопользование

и ресурсосбережение»

к.п.н., М.В.Кравцова

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия )

\_\_\_\_\_ (личная подпись)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ г.

**Тольятти 2016**

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 бакалаврскую работу**

Студентки: Жигайло Алексей Викторович

1. Тема: Разработка технологии утилизации нефтяного попутного газа
2. Срок сдачи студентом законченной бакалаврской работы 01.06.2015
3. Исходные данные к бакалаврской работе Технологический регламент Центрального пункта сбора (ЦПС) Мохтиковского месторождения нефти ЦДНГ «Мохтикнефть» ОАО МПК «Аганнефтегазгеология»
4. Содержание выпускной квалификационной работы:
  - Эффективность использования нефтяного попутного газа в России.
  - Анализ объекта утилизации попутного нефтяного газа.
  - Анализ сырьевых потоков производства.
5. Дата выдачи задания 15.03.2016

Руководитель бакалаврской работы

Ю.В. Чариков

\_\_\_\_\_

(подпись)

\_\_\_\_\_

(И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_

(подпись)

А.В. Жигайло

\_\_\_\_\_

(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**  
**бакалаврской работы**

Студента: Жигайло Алексей Викторович

по теме: Разработка технологии утилизации нефтяного попутного газа

Наименование раздела работы	Плановый срок выполнения раздела	Фактический срок выполнения раздела	Отметка о выполнении	Подпись руководителя
Введение	15.03.2016			
Эффективность использования нефтяного попутного газа в России	25.03.2016			
Анализ объекта утилизации попутного нефтяного газа	26.04.2016			
Анализ сырьевых потоков производства	15.05.2016			
Заключение	31.05.2016			

Руководитель бакалаврской работы

Ю.В. Чариков

\_\_\_\_\_ (подпись)

\_\_\_\_\_ (И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

А.В. Жигайло

\_\_\_\_\_ (подпись)

\_\_\_\_\_ (И.О. Фамилия)

## АННОТАЦИЯ

**Бакалаврскую работу выполнил:** Жигайло А.В.

**Тема работы:** Разработка технологии утилизации нефтяного попутного газа.

**Научный руководитель:** Чариков Ю.В.

**Цель бакалаврской работы:** повышение эффективности за счет совершенствования переработки попутного нефтяного газа за счет полезного использования газа в качестве топлива энергетического центра, что позволяет сократить нагрузку на внешних поставщиков электроэнергии, а так же расходы на транспортировку и содержание электросетей.

Краткие выводы по бакалаврской работе: проанализирована эффективность совершенствования переработки попутного нефтяного газа (на примере предприятий ОАО «Русснефть»), и подготовка НПГ (разделение газа методами конденсации и сепарации) для использования в энергетических установках газопоршневых электростанций.

Во введении обосновывается актуальность проводимого исследования, описывается цель, задачи, объект и предмет исследования. В первой главе проанализирована эффективность использования нефтяного попутного газа в России. Во второй главе описана технология основного процесса утилизации попутного нефтяного газа и представлен патентный поиск. В третьей главе приведен материальный баланс и расчет действующего производства НПГ, представлен тепловой расчет и баланс основных аппаратов, проведен анализ экологической эффективности выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и представлен расчет экологической эффективности.

Структура и объем работы: работа состоит из введения, 3-х глав, заключения, списка использованных источников из 60 источников. Общий объем работы, без приложений 54 страницы машинописного текста, в том числе таблиц -16, рисунков – 5.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
ГЛАВА 1. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕФТЯНОГО ПОПУТНОГО ГАЗА В РОССИИ.....	9
1.1 Нефтяной попутный газ в России.....	9
1.1 Перспективы и условия повышения уровня эффективного использования ПНГ в России.....	10
1.3 Потери и ущерб от сжигания и сброса газа.....	11
1.4 Существующие технологии переработки ПНГ, их особенности и применимость .....	13
1.5 Обоснование необходимости использования попутного нефтяного газа.....	15
ГЛАВА 2. АНАЛИЗ ОБЪЕКТА УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА .....	17
2.1 Характеристика объекта утилизации попутного нефтяного газа .....	17
2.1. 1 Состав комплекса для использования попутного нефтяного газа .....	17
2.1. 2 Описание технологии основного процесса (предварительные расчетные данные для бакалаврской работы).....	18
2.2 Основные требования ведения технологического процесса .....	20
ГЛАВА 3. АНАЛИЗ СЫРЬЕВЫХ ПОТОКОВ ПРОИЗВОДСТВА .....	26
3.1 Материальный расчет и материальный баланс.....	26
3.1 Тепловой расчет и тепловой баланс основных аппаратов.....	29
3.3 Анализ экологической эффективности проекта .....	41
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	48
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	49
<b>ПРИЛОЖЕНИЯ</b> .....	<b>55</b>
Приложение 1. Принципиальная технологическая схема с отображением основных материальных потоков.....	55
Приложение 2. Принципиальная технологическая схема .....	56

## ВВЕДЕНИЕ

Одна из важнейших задач современной энергетики – создание и внедрение в нефтегазовую отрасль технологических процессов, которые позволят сохранить для потомков максимальный объем невозобновляемого энергетического углеводородного сырья: газа, нефти и конденсата. Особенно остро стоит проблема с попутным нефтяным газом (ПНГ), растворенным в нефти и выделяющимся из неё при сепарации. Это ценнейшее углеводородное сырьё, значительная часть которого из-за отсутствия экономически эффективных технологий переработки сжигается на факелах по всей Западной Сибири, в Поволжье и в других нефтедобывающих регионах. Только по официальным данным в мире ежегодно сжигается более 100 млрд. кубометров попутного нефтяного газа, в том числе в России – 14,5 млрд. кубометров (по американским оценкам на основе анализа спутниковых данных в России сжигается 60 млрд. кубометров газа в год).

В результате в России степень извлечения пропан-бутановой фракции значительно ниже, чем в США и других крупных газодобывающих странах, а степень извлечения этана не превышает нескольких процентов. Реально извлекается от потенциала не более 7-8% этана и ~45% пропан-бутанов. При сопоставимом с США уровне добычи природного газа, объем производства легких углеводородных фракций в России в 5 раз меньше, чем в США, а при добыче нефти подвергается переработке только 40% попутного газа, а остальные 60% (примерно 18 млрд. м<sup>3</sup>) сжигаются. Как химическое сырьё у нас используется только 1,5% попутного нефтяного газа.

Согласно оценкам Международной энергетической ассоциации (IEA), потеря по крайней мере 30 млрд. м<sup>3</sup> газа в год – более 20% российского экспорта в европейские страны ОЭСР – может быть предотвращена за счет внедрения современных технологий и мер по повышению энергоэффективности для снижения утечек и эмиссии углеводородных

газов при их транспортировке и распределении и факельном сжигании на нефтяных месторождениях.

Но проблема в том, что если рассматривать ПНГ как товарную продукцию нефтяной компании, то его цена должна соответствовать реальному уровню затрат на добычу, сбор, подготовку и транспорт газа на газоперерабатывающие предприятия или в магистральный газопровод. Экономические расчеты показывают, что учет всех затрат при транспорте ПНГ на удаленные ГПЗ с применением компрессорной технологии, выводит его себестоимость на уровень, в несколько раз превышающий его отпускную цену. Поэтому сегодня утилизация ПНГ добывающим компаниям невыгодна.

Другой острой проблемой является поиск путей рациональной утилизации быстро растущих ресурсов низконапорных газов (ННГ). По мере разработки месторождения пластовое давление постепенно снижается, и неизбежно наступает момент, когда без крупных инвестиций в дорогостоящие подготовительные мероприятия добыча газа становится нерентабельной. Понятие «низконапорные газы» до настоящего времени не имеет строгого обоснованного определения. «Газовики» под этим понятием подразумевают природные газы, имеющие низкое давление на устье добывающей газовой скважины, которого уже не хватает для подачи на компрессорную станцию (КС) или установку комплексной подготовки газа (УКПГ). «Нефтяники» подразумевают под ННГ газы конечных ступеней сепарации нефти, не имеющих достаточного запаса энергии для транспорта газа от установки подготовки нефти (УПН) на газоперерабатывающий завод. Но понятие ННГ шире и должно отражать весь комплекс характеристик, а не только «напор», не устраивающий сегодня предприятия ОАО «Газпром». В целом, под категорию низконапорного попадает (15 - 20%) извлекаемых отечественных запасов газа. Проблема утилизации ННГ обостряется по мере истощения крупных газовых месторождений. Даже по самым оптимистичным прогнозам в ближайшее десятилетие объем ННГ в

выработанных газовых месторождениях только в Западной Сибири будет исчисляться триллионами кубометров.

Цель бакалаврской работы является повышение эффективности использования в энергетических установках газопоршневых электростанций при подготовке нефтяного попутного газа.

Задачи:

1. Провести анализ эффективности использования нефтяного попутного газа в России.

2. Разработать технологию утилизации нефтяного попутного газа.

3. Провести расчет экологической эффективности проекта.



# ГЛАВА 1. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕФТЯНОГО ПОПУТНОГО ГАЗА В РОССИИ

## 1.1 Нефтяной попутный газ в России

Природный энергетический потенциал России складывается из запасов нефти, природного газа, горючих сланцев, гидроэнергии, а также энергии ветра и солнца. Месторождения нефти промышленно разрабатываются по лицензионным соглашениям, учитывающим и не учитывающим требования 95% утилизации газа.

Попутный нефтяной газ непосредственно на промысле не может быть охарактеризован по свойствам и приведен к усредненному составу, давлению, температуре и расходу. В каждом конкретном случае это индивидуальная характеристика, присваиваемая газу в зависимости от его пластового состояния, оборудования добычи и подготовки нефти. В связи с этим общая характеристика по составу сводилась к содержанию кислых компонентов в газе, содержанию жидких углеводородов и механических примесей. Для возможности переработки таких, неподготовленных к транспортировке, неочищенных предварительно газов, предполагается комплексно решить возникающие задачи по переработке с участием всего научно-технического потенциала России, организационно-хозяйственных мер и финансово-экономических возможностей государственных институтов и нефтедобывающих компаний.

В России ежегодно по официальным данным извлекается около 55 млрд. м<sup>3</sup> попутного нефтяного газа. Из них порядка 20-25 млрд. м<sup>3</sup> сжигается на месторождениях и лишь порядка 15-20 млрд. м<sup>3</sup> используется в химической промышленности. Большая часть сжигаемого ПНГ приходится на новые и труднодоступные месторождения Западной и Восточной Сибири.

Важным показателем для каждого нефтяного месторождения является газовый фактор нефти – количество попутного нефтяного газа,

приходящегося на одну тонну добываемой нефти. Для каждого месторождения этот показатель индивидуален и зависит от природы месторождения, характера его эксплуатации и длительности разработки и может составлять от 1-2 м<sup>3</sup> до нескольких тысяч м<sup>3</sup> на одну тонну.

Решение проблемы утилизации попутного газа – это не только вопрос экологии и ресурсосбережения, это еще и потенциальный национальный проект стоимостью \$10 - \$15 млрд. Попутный нефтяной газ – ценнейшее топливно-энергетическое и химическое сырье. Только утилизация объемов ПНГ, переработка которых является экономически рентабельной при текущей конъюнктуре рынка, позволила бы ежегодно производить до 5-6 млн. тонн жидких углеводородов, 3-4 млрд.м.куб. этана, 15-20 млрд.м.куб. сухого газа или 60 – 70 тыс. ГВт\*ч электроэнергии. Возможный суммарный эффект составит до \$10 млрд./год в ценах внутреннего рынка или почти 1% ВВП Российской Федерации.

### **1.1 Перспективы и условия повышения уровня эффективного использования ПНГ в России**

В целях реализации поручений Правительства Российской Федерации, в соответствии с постановлением от 08.01.2012 (протокол № 7, пункт 2) по принятию мер для предотвращения загрязнения атмосферного воздуха выбросами вредных (загрязняющих) веществ и сокращению эмиссии парниковых газов, образующихся при сжигании попутного нефтяного газа, установить целевой показатель сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках на 2012 г. и последующие годы в размере не более 5 процентов от объема добытого попутного нефтяного газа. Соответствующим постановлением установить, что с 1 января 2012 г. плата за выбросы вредных (загрязняющих) веществ, образующихся при сжигании попутного нефтяного газа на факельных установках, будет рассчитываться исходя из принятых коэффициентов.

Постановление Правительства РФ «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» вступило в силу 1 января 2012 г. Теперь при сжигании на факельных установках более 5% объема добытого попутного нефтяного газа плата за выбросы вредных веществ, образующихся при этом, рассчитывается как за сверхлимитное загрязнение. При расчете к нормативам платы применяется дополнительный коэффициент, равный 4,5.

При отсутствии средств измерения и учета, подтверждающих фактический объем образования, использования и сжигания на факельных установках попутного нефтяного газа, значение коэффициента принимается равным шести.

Ранее Минприроды было настроено еще более радикально и вносило предложения о повышении коэффициента до 100, а при отсутствии приборов учета – до 1000. Однако сейчас правительственная комиссия по ТЭК поручила проработать другой, более мягкий вариант повышения коэффициента: до 12 с 2014 года.

Согласно планам крупнейших нефтяных компаний на реализацию проектов утилизации ПНГ до 2015 г. будет потрачено около 300 млрд. руб. (порядка 6% суммарных инвестиций в добычу нефти). Такой объем инвестиций позволит снизить показатель сжигания по России в целом до 18% к 2012 г. и 5% не ранее 2014 – 2015 гг. При достижении целевого показателя сжигания ежегодный объем сжигания ПНГ может сократиться на 12,4 млрд. м<sup>3</sup> – до 3,3 млрд. м<sup>3</sup> в год.

### **1.3 Потери и ущерб от сжигания и сброса газа**

Возможное к получению различными методами количество полезных продуктов после переработки всего количества ПНГ оценивается ориентировочно следующим образом (табл. 1):

**Таблица 1-Количество полезных продуктов после переработки всего количества ПНГ**

Возможная продукция	Всего	Цена единицы, рублей	Стоимость за тонну, руб.
Углеводородные топлива конденсации			
1.Сухой отбензиненный газ, тонн	0,683730509	1000	683,730509
2.Смесь пропана и бутана технических, тонн	0,228008238	10000	2280,082377
3.Бензин газовый стабильный, тонн	0,088261253	15000	1323,9188
Итого	1	----	4287,731686

Загрязнение атмосферного воздуха при сжигании ПНГ на промыслах и пунктах конечной подготовки нефти приводит к нарушениям санитарных норм жизни в близлежащих населенных пунктах, норм выращивания сельскохозяйственных культур, формирования качественных запасов кормов для скота. При нарушении режимов эксплуатации нефтедобывающего оборудования и сельскохозяйственных угодий возникает опасность попадания отравляющих веществ в пищевую продукцию для населения.

При эксплуатации факельных устройств, длительное время происходят необратимые изменения почвенно-растительного слоя на территории, значительно превышающей расчетные зоны воздействия.

Втаблице 2приводятся данные по количеству выбросов загрязняющих и парниковых веществ в результате сжигания невостребованного ПНГ на факельных установках недропользователей.

**Таблица 2-Количество выбросов загрязняющих и парниковых веществ**

№ п/п	Наименование вещества	Количество выбросов, % об / м <sup>3</sup>
1	2	3
1	Углекислый газ (CO <sub>2</sub> )	83,80

**Продолжение таблицы 2**

1	2	3
2	Окись углерода (CO)	10,34
3	Окислы азота (NO <sub>x</sub> )	1,71
4	Углеводороды (CH <sub>4</sub> +) )	2,60
5	Сажа (C)	1,06
6	Бенз(а)пирен	2,85857E-09
7	Сернистый газ (SO <sub>2</sub> )	0,46
8	ИТОГО:	100,00

В связи с этим, увеличение глубины извлечения углеводородного сырья при добыче нефти, развитие собственной индустрии переработки ПНГ, снижение экологической нагрузки от объектов нефтедобычи и переработки газа становятся актуальными проблемами на сегодняшний день. Кроме того возможность переработки ПНГ позволит осуществлять выполнение условий Киотского протокола субъектом государства.

**1.4 Существующие технологии переработки ПНГ, их особенности и применимость**

Основные направления использования ПНГ в настоящее время:

1. Сбор и транспортировка ПНГ на узловые газоперерабатывающие заводы. Ограниченно применим в условиях дешевизны ПНГ, очень высоких капитальных затратах, ограниченного периода добычи ПНГ.

2. Использование в качестве топлива для нужд промысла и генерации электрической энергии. Применим при условии максимальной приближенности состава ПНГ к природному горючему газу.

3. Закачка в пласт для увеличения нефтеотдачи (мало распространено).

В рамках подготовки бакалаврской работы изучены три дополнительных направления, существующие сегодня как альтернативные

прямому использованию нефтяного попутного газа в виде топлива или поставки его на крупные газоперерабатывающие комплексы.

Получение качественной электрической энергии с предварительной подготовкой ПНГ.

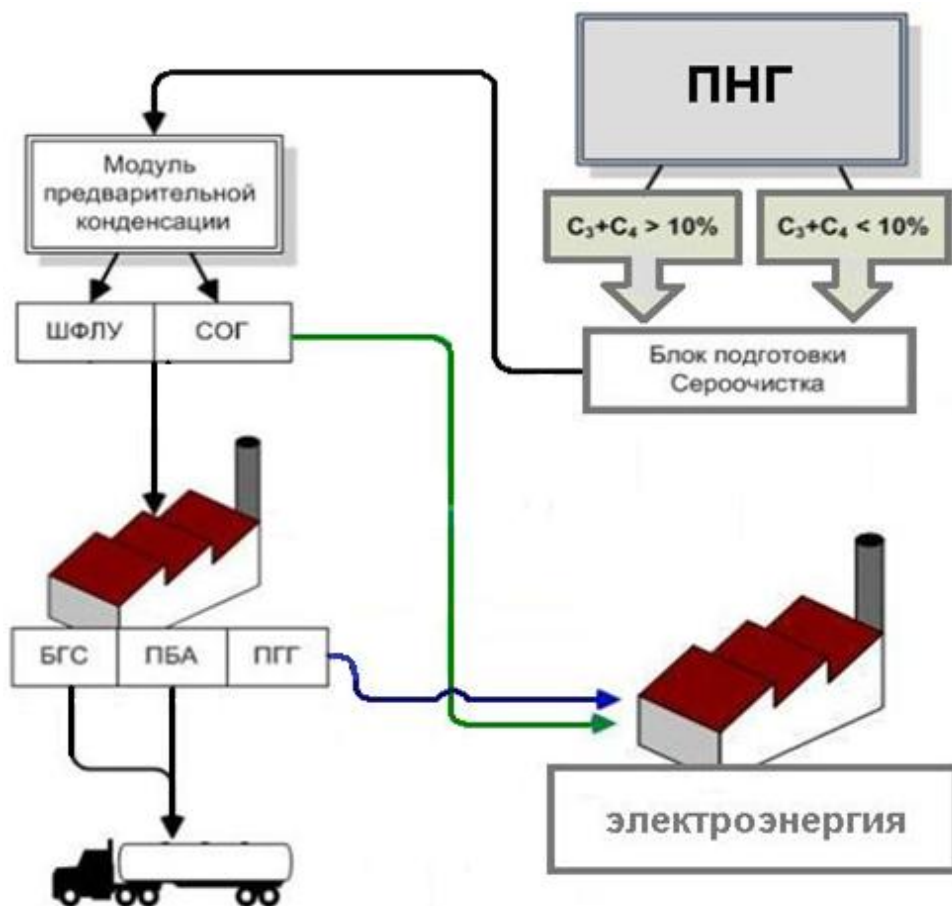
Призывы уменьшить факельное горение на месторождениях привели к развитию промышленной энергетики на попутном нефтяном газе. Энергетическое машиностроение, в основном зарубежное, предложило множество вариантов решения промышленной энергетической задачи, при этом остались без должного внимания топливные характеристики попутного газа и его особенности.

Сегодня ни одна из многочисленных промышленных газопоршневых электростанций (и газотурбинных) не работает на своих расчетных режимах при использовании неподготовленного соответствующим образом ПНГ. Топливную аппаратуру забивает конденсат, парафинистые и маслянистые отложения. Детонация и перегрев двигателя не позволяют реализовать номинальную нагрузку. Потери мощности достигают не более 50...60%.

Прежде всего, это связано с отсутствием достаточного накопленного опыта подготовки нефтяного попутного газа, отсутствием отработанных серийных технологий подготовки, а соответственно отсутствием гарантированного качества газа как сырья для электрогенерационных агрегатов. В свою очередь, качественная подготовка ПНГ сталкивается с проблемой отсутствия нормативных методик определения компонентного состава попутного газа. Используемый для углеводородных газов хроматографический анализ в соответствии с ГОСТ 23781-87 по своей методической сути может дать результаты достаточной достоверности лишь для природного газа с объемной долей углеводородов C5 и высших не более 1%. Собственно эти методы и были разработаны и используются для контроля качества природного газа.

Данное направление переработки ПНГ ограничено используется и требует комплексного подхода к реализации данного метода использования

газа, разработки и использования, серийно применяемых технологических схем и оборудования для подготовки ПНГ различного состава, расхода и других параметров.



**Рисунок 1-Получение электроэнергии с предварительной подготовкой газа**

### **1.5 Обоснование необходимости использования попутного нефтяного газа**

- 1.Получение качественной электрической энергии с предварительной подготовкой ПНГ.
- 2.Уменьшение потерь и ущерба от сжигания и сброса газа
- 3.Энергетическая эффективность использования нефтяного попутного газа в России.
- 4.Снижение экологической нагрузки от объектов сжигания ПНГ

5.Выполнение условий Киотского протокола субъектами государства.

6.Основной задачей дипломного проектирования является подготовка НПГ (разделение газа методами конденсации и сепарации) для использования в энергетических установках газопоршневых электростанций.



## **ГЛАВА 2. АНАЛИЗ ОБЪЕКТА УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА**

### **2.1 Характеристика объекта утилизации попутного нефтяного газа**

#### **2.1.1 Состав комплекса для использования попутного нефтяного газа**

Данное описание предусматривает размещение модульного комплекса на минимально возможном расстоянии от места отбора (в данном случае ЦПСН) НПГ с исходным давлением не менее 0,5 кгс/см<sup>2</sup>.

В состав установки входят:

- узел врезки
- блок подготовки НПГ
- блок переработки
- блок холодильный
- блок компрессии
- блоки подогревателей
- склад готовой продукции
- энергокомплекс для производства электроэнергии (в данном случае газогенераторы).

Блок-схема приведена в Приложении 1.

Кроме этого, в состав комплекса включены противопожарные устройства и средства, обеспечивающие безопасную эксплуатацию технологических блоков.

Мощность мобильного комплекса переработки нефтяного попутного газа 12 000 000 нм<sup>3</sup>/год.

Количество рабочих часов в год – 8640.

## **2.1.2 Описание технологии основного процесса (предварительные расчетные данные для бакалаврской работы)**

Неочищенный нефтяной попутный газ (параметры представлены в таблице 3) проходит рекуператор Т-1, где охлаждается обратным потоком отработанного газа. Далее НПГ поступает в аппарат Е-1, где происходит отделение капельной жидкости. Капельная жидкость представлена в основном тяжелыми фракциями  $C_9+$  и сконденсировавшейся водой. После Е-1 газ направляется на компрессор К-1 где давление поднимается с 0,4ати до 12ати. Далее газ направляется в воздушный холодильник Т-2 где температура снижается до  $50^{\circ}C$  и пройдя аппарат Е-2 поступает в систему осушки Е-3. Очищенный НПГ поступает в рекуператор Т-3 где охлаждается потоком ПБА, направляемого на склад. Охлажденный поток поступает в конденсатор Т-4, где происходит частичная конденсация углеводородов. Газожидкостная смесь поступает в сепаратор Е-4, где разделяется по фракциям. Газовая фаза направляется через рекуператор Т-1 в коллектор отработанного газа, а жидкая фракция (ШФЛУ), пройдя рекуператор Т-5, поступает в колонну дистиллятора Д-1. В кипятильник куба дистиллятора Д-1 подается греющий агент. Стабилизированная часть потока отводится из куба через рекуператор Т-5 и направляется на склад. Испаренная газовая фаза направляется в конденсатор Т-6 и далее в сепаратор Е-5, где происходит фракционирование потока. Газовая фаза направляется в коллектор отработанного газа. Жидкая фракция (ПБА) частично направляется в качестве флегмы на колонну дистиллятора, частично через рекуператор Т-3 на склад готовой продукции. В качестве холодильного агента, подаваемого в конденсаторы Т-4, Т-6 предлагается использовать Фреон 22. Сухой отбензиненый газ направляется на переработку в энергокомплекс в электроэнергию, состоящий из газопоршневыхэлектростанций.

Технологическая схема представлена в приложении 2.

Дополнительно возможно получение следующих продуктов:

Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения по ГОСТ 5542-87 (в проекте предусмотрено использование в качестве топлива на газопоршневых генераторах) ПТ, СПБТ, БТ по ГОСТ 20448-90 (вместо ПБА по ГОСТ 27578-87).

Давление НПП на границе поставки (узел учета): от 5ати до 15ати.  
Температура НПП на границе поставки (узел учета): от плюс 5°С до плюс 25°С.

**Таблица 3- Значения компонентов газовой смеси**

№	Наименование	Формула	Мол.вес	% об.
1.	Вода	H <sub>2</sub> O	18,02	1,61
2.	Сероводород	H <sub>2</sub> S	34,08	0
3.	Углекислый газ	CO <sub>2</sub>	44,01	0,88
4.	Азот+редкие	N <sub>2</sub>	28,01	0,70
5.	Метан	CH <sub>4</sub>	16,04	67,17
6.	Этан	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30,07	6,47
7.	Пропан	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44,09	10,66
8.	Изобутан	C <sub>4</sub> H <sub>10_2</sub>	58,04	3,04
9.	<i>n</i> -бутан	C <sub>4</sub> H <sub>10_1</sub>	58,04	5,86
10.	Изопентан	C <sub>5</sub> H <sub>12_2</sub>	72,05	1,74
11.	<i>n</i> -пентан	C <sub>5</sub> H <sub>12_1</sub>	72,05	1,42
12.	Гексаны	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86,06	0,45
13.	Гептаны	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	100,07	0
14.	Октаны	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	114,08	0
15.	Остаток	C <sub>9+</sub>	142,10	0
				100,00

Значения компонентов газовой смеси №7-15 (C<sub>3</sub> и выше) могут изменяться в сторону увеличения неограниченно, в сторону уменьшения не более 15 % от ориентировочного значения % об. Компоненты №1-6 (CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, H<sub>2</sub>O, CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>) могут изменять свое значение в сторону уменьшения неограниченно, в сторону увеличения не более 15 % от ориентировочного значения % об.

В соответствии с опытом работы аналогичных производств, необходимое для ведения процесса количество персонала составляет:

- списочная численность основного персонала – 14 чел.

- списочная численность цехового персонала – 8 чел.

Капитальный ремонт и часть текущего ремонта оборудования проводится подрядными организациями.

## **2.2 Основные требования ведения технологического процесса**

Технологический процесс представляет собой совокупность производственных операций, приводящих к последовательным изменениям свойств сырья с целью получения продукта с заранее заданными свойствами.

Сырьем подготавливаемым на ЦПС является газоводонасыщенная нефть. Нефть представляет собой горячую маслянистую жидкость темного цвета с характерным запахом.

Одной из главных опасностей нефти является повышенная чувствительность кразличного рода тепловым воздействиям - открытому огню, искре и др. Потенциальная возможность возникновения пожара и взрыва вызывает необходимость различных профилактических мер обеспечивающих исключение пожаровзрывоопасности.

Из данного технологического процесса вытекают практические требования к данному работнику производства. Они излагаются в нормах технологического режима, который является одним из важнейших производственных документов. Точное соблюдение технологического регламента обеспечивает высокую производительность процесса, надежность работы оборудования, делает безопасными и здоровыми условия труда обслуживающего персонала.

Обеспечение безопасных условий труда на производстве возможно только при строгой трудовой и производственной дисциплине всех работающих, точном выполнении инструкции по охране труда и технике безопасности, производственной и пожарной безопасности. Без этого самая современная техника и технология не в состоянии создать безопасную обстановку на производстве. Выполнение всех требований инструкций по

охране труда и технике безопасности является гарантией безаварийной работы на ЦПС.

Все рабочие ЦПС должны в совершенстве знать технологию, иметь навыки поведения на рабочем месте, выполнять свои обязанности таким образом, чтобы не допускать возникновения аварийных ситуаций и других опасностей, знать, что делать для своевременного устранения их, если они возникли.

Патентный поиск.

Описания изобретения к патенту: 2015110573/06, 25.03.2015

Автор(ы):

Мнушкин Игорь Анатольевич (RU), Ерохин Евгений Викторович (RU)

Патентообладатель(и):

Мнушкин Игорь Анатольевич (RU)

Способ переработки природного углеводородного газа.

Реферат:

Изобретение относится к технологии извлечения ценных компонентов из природного углеводородного газа и может быть использовано на предприятиях газоперерабатывающей промышленности. Способ переработки природного углеводородного газа включает систему взаимосвязанных между собой первого блока предварительного охлаждения газа, проходящего последовательно установленные теплообменник, пропановый холодильник, сепаратор первой ступени и турбодетандерный агрегат, второго блока конденсации и переохлаждения газа, проходящего теплообменники, сепараторы и отпарные колонны, третьего блока выделения этана и широкой фракции легких углеводородов из подготовленного газа, охлаждаемого в теплообменниках и пропановом испарителе и поступающего в деэтанализатор с отводами метано-азотно-гелиевой смеси с верха и кубовой жидкости снизу, которую направляют в деэтанализатор со встроенным дефлегматором, с верха деэтанализатора отводят этановую фракцию, а снизу - кубовую жидкость в виде широкой фракции легких углеводородов, и четвертого блока получения

гелиевого концентрата методом криогенного разделения метано-азотно-гелиевой смеси на метановую фракцию и гелиевый концентрат. Полученные потоки метановой фракции отправляют на дополнительный пятый блок компримирования, в котором метановую фракцию компримируют и разделяют на два потока, первый из которых отправляют потребителям в качестве товарного газа, а второй поток направляют в первый блок, где подвергают глубокому охлаждению, и подают в третий блок, полностью используя в качестве орошения в деметанизатор или полностью дросселируя и подавая в качестве хладагента в дефлегматор, встроенный в деэтанализатор, или разделяя на третий и четвертый потоки. Третий поток подают в качестве орошения в деметанизатор, а четвертый дросселируют и подают в качестве хладагента в дефлегматор, встроенный в деэтанализатор. Техническим результатом является увеличение отбора этана из исходного природного газа, сохранение гелия и увеличение энергоэффективности установки.

На рисунке 2 представлена блок-схема установки, на которой может быть реализован заявляемый способ и которая включает следующие блоки и трубопроводы, объединяющие блоки:

101 - блок предварительного охлаждения газа;

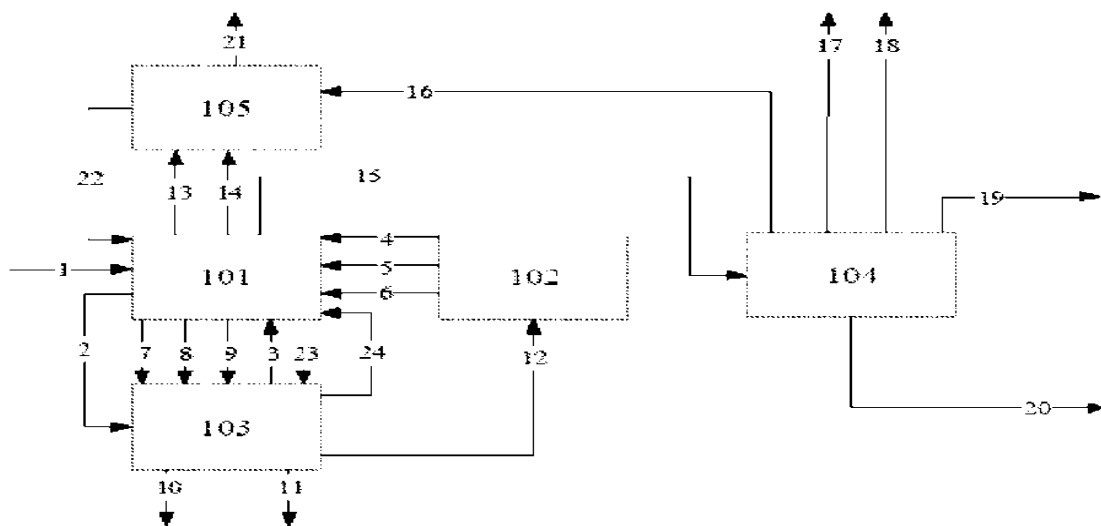
102 - блок конденсации и переохлаждения газа;

103 - блок выделения этана и широкой фракции легких углеводородов из подготовленного газа;

104 - блок получения гелиевого концентрата;

105 - блок компримирования;

1-23 - трубопроводы.



**Рисунок 2- Блок схема установки**

Описания изобретения к патенту: 2011135373/06, 24.08.2011

Автор(ы):

Кубанов Александр Николаевич (RU),  
 Цацулина Елена Анатольевна (RU),  
 Елистратов Максим Вячеславович (RU),  
 Прокопов Андрей Васильевич (RU),  
 Кубанов Арсений Александрович (RU),  
 Яшков Дмитрий Валерьевич (RU),  
 Павлов Максим Юрьевич (RU),  
 Кобычев Владимир Федорович (RU),  
 Сборнов Игорь Владимирович (RU),

Патентообладатель(и):

Открытое акционерное общество "ВНИПИгаздобыча" (RU)

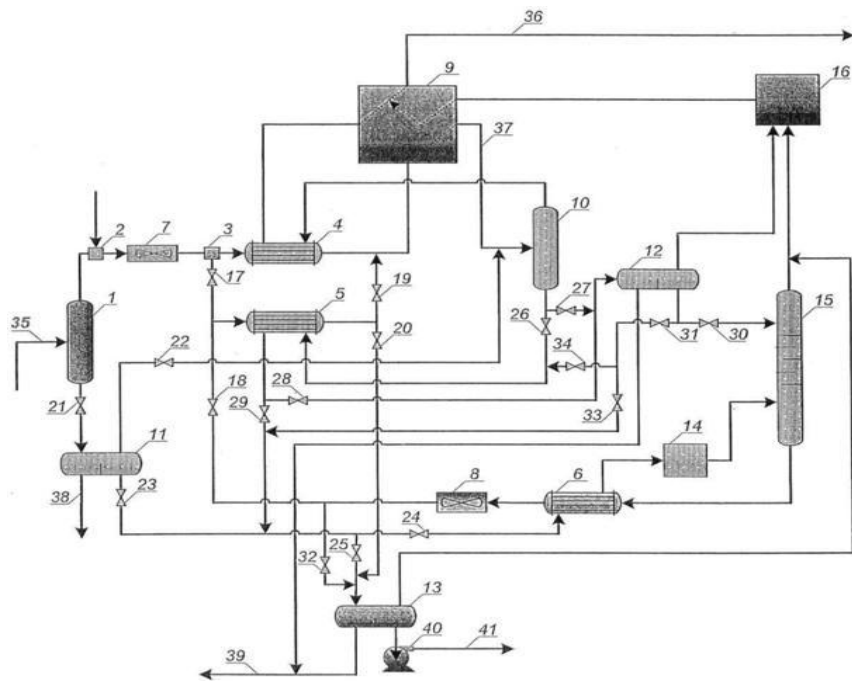
Способ низкотемпературной подготовки природного газа и извлечения нестабильного углеводородного конденсата из пластового газа (варианты) и установка для его осуществления.

Реферат:

Изобретение относится к газовой промышленности и может быть использовано на газоконденсатных месторождениях, расположенных в зоне многолетнемерзлых грунтов. В установке (рисунок 3) осуществляют

первичную сепарацию жидкости из входного потока. В газ первичной сепарации добавляют метанол. Охлаждение полученного потока осуществляют в аппарате воздушного охлаждения 7, в параллельно расположенных первом и втором рекуперативных теплообменниках 4, 5 и в узле редуцирования и рекуперации холода 9, сепарацию - в низкотемпературном сепараторе 10. Газ низкотемпературной сепарации нагревают в теплообменнике 4 и в узле редуцирования и рекуперации холода 9, после чего направляют в трубопровод продуктового газа. Конденсат первичной сепарации направляют на дегазацию и отделение водной или водно-метанольной фазы в первый трехфазный разделитель 11, из которого выделившийся газ подают на вход в низкотемпературный сепаратор 10, а конденсат нагревают в третьем рекуперативном теплообменнике 6 и кубовом подогревателе 14, после чего направляют в нижнюю сепарационную часть ректификационной колонны 15. Конденсат низкотемпературной сепарации нагревают в теплообменнике 5 и подвергают дегазации и отделению водно-метанольной фазы во втором трехфазном разделителе 12, после чего конденсат подают в ректификационную колонну 15 в качестве орошения. Газ из ректификационной колонны 15 и газ дегазации из второго трехфазного разделителя 12 компримируют в узле компримирования 16 и смешивают с газом низкотемпературной сепарации. Конденсат из ректификационной колонны 15 охлаждают в третьем рекуперативном теплообменнике 6 и втором аппарате воздушного охлаждения 8 и направляют на отделение водно-метанольной фазы в третий трехфазный разделитель 13, дожимают и подают в трубопровод продуктового конденсата 41. Обеспечивается расширение функциональных возможностей, снижение энергетических затрат, а также повышение эксплуатационной надежности работы установки.

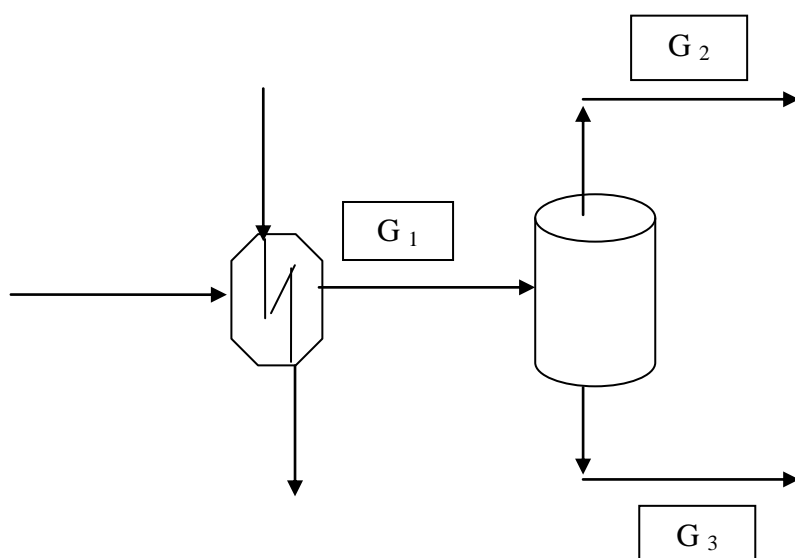




**Рисунок 3- Блок схема установки**

## ГЛАВА 3. АНАЛИЗ СЫРЬЕВЫХ ПОТОКОВ ПРОИЗВОДСТВА

### 3.1 Материальный расчет и материальный баланс



где G<sub>1</sub>- сырье, G<sub>2</sub>- природный газ, G<sub>3</sub>- газовой конденсат.

**Рисунок 4- Схема материальных потоков**

Материальный баланс:

$$G_1 = G_2 + G_3 \quad (3.1)$$

Производительность установки: N = 951,336 т/год

Состав газа (НПГ) приведен в таблицах 4 и 5.

Материальный баланс блока разделения:

**Таблица 4-Состав газа (НПГ)**

№	Название	Формула	Мол.вес	G <sub>1</sub> % масс.	G <sub>2</sub> % масс.	G <sub>3</sub> % масс.
1	2	3	4	5	6	7
1	Метан	CH <sub>4</sub>	16,04	41.23	66.44	2.83
2	Этан	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30,07	7.45	9.67	4.05
3	Пропан	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44,09	17.99	13.37	25.04
4	Изобутан	C <sub>4</sub> H <sub>10,2</sub>	58,04	6.76	2.50	13.04
5	н-бутан	C <sub>4</sub> H <sub>10,1</sub>	58,04	13.04	3.57	27.44
6	Изопентан	C <sub>5</sub> H <sub>12,2</sub>	72,05	3.92	0.53	9.08

**Продолжение таблицы 4**

1	2	3	4	5	6	7
7	н-пентан	$C_5H_{12.1}$	72,05	4.80	0.55	11.28
8	Гексаны	$C_6H_{14}$	86,06	1.48	0.11	3.57
9	Азот+редкие	$N_2$	28,01	0.75	1.22	0.03
10	Углекислый газ	$CO_2$	44,01	1.44	1.93	0.71
11	Вода	$H_2O$	18,02	1.11	0.07	2.68
	Итого			100	100	100

**Таблица 5-Состав газа (НПГ)**

№	Название	Формула	Мол.вес	$G_1$ Расход кг/час	$G_2$ Расход кг/час	$G_3$ Расход кг/час
1	Метан	$CH_4$	16,04	447.80	435.61	2.83
2	Этан	$C_2H_6$	30,07	80.86	63.42	4.05
3	Пропан	$C_3H_8$	44,09	195.38	87.66	25.04
4	Изобутан	$C_4H_{10.2}$	58,04	73.43	16.39	13.25
5	н-бутан	$C_4H_{10.1}$	58,04	141.56	23.57	27.44
6	Изопентан	$C_5H_{12.2}$	72,05	42.58	3.50	9.08
7	н-пентан	$C_5H_{12.1}$	72,05	52.17	3.61	11.28
8	Гексаны	$C_6H_{14}$	86,06	16.11	0.74	3.57
9	Азот+редкие	$N_2$	28,01	8.11	8.01	0.03
10	Углекислый газ	$CO_2$	44,01	15.73	12.87	0.71
11	Вода	$H_2O$	18,02	1.11	0.48	2.68
	Итого			1085.85	655.61	430.25

Физико-химические свойства потоков представлены в таблице 6

**Таблица 6-Физико-химические свойства потоков**

Поток		$G_2$	$G_3$	$G_1$
1	2	3	4	5
Фаз. признак		газ	жидкость	газ
Доля пара	Molar frac	0,99317	0,01186	0,78883
Температура	С	-25,00000	-25,00000	-25,00000
Давление	МПа	1,20000	1,20000	1,20000
Молярный поток	kMol/hr	32,64942	8,90503	41,55445
Массовый поток	kg/hr	655,61020	430,24871	1085,85891
Объемный поток	m3/hr	51,88798	0,87165	53,08697
Объемный поток жидкости	m3/hr	0,01748	0,70319	0,70416
Энтальпия	kJ/hr	198156,92254	-109568,22172	92081,57396

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5
Энтропия	kJ/K-hr	3125,11598	213,62847	3353,12533
Плотность	kg/m <sup>3</sup>	12,63511	493,60167	20,45434
Плотность пара	kg/m <sup>3</sup>	12,43174	12,95033	12,54265
Плотность жидкости	kg/m <sup>3</sup>	616,11187	608,75307	609,01261
Молекулярный вес	kg/kMol	20,08030	48,31523	26,13099
Теплопроводность пара	W/m-K	0,02240	0,02193	0,02230
Теплопроводность жидкости	W/m-K	0,39388	0,39530	0,39486
Вязкость пара	mkP	95,00794	95,67360	94,95033
Вязкость жидкости	cP	0,22937	0,21551	0,21814
Теплоемкость пара	kJ/kg-K	1,97221	1,91537	1,96514
Теплоемкость жидкости	kJ/kg-K	2,23471	2,20988	2,20993
Поверхностное натяжение	dyne/cm	13,67884	13,34182	13,47153
CH <sub>4</sub>	Molar frac	0,83180	0,08533	0,67183
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Molar frac	0,06460	0,06513	0,06471
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	Molar frac	0,06089	0,27431	0,10662
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	Molar frac	0,00864	0,11020	0,03041
n- C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	Molar frac	0,01237	0,22816	0,05861
i- C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	Molar frac	0,00149	0,06082	0,01420
n- C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	Molar frac	0,00154	0,07558	0,01740
n-C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	Molar frac	0,00026	0,02003	0,00450
N <sub>2</sub>	Molar frac	0,00877	0,00052	0,00700
CO <sub>2</sub>	Molar frac	0,00882	0,00781	0,00860
H <sub>2</sub> O	Molar frac	0,00083	0,07210	0,01610

Таблица 7-Расчет метанового индекса (по программе расчета «катерпиллар»)

```

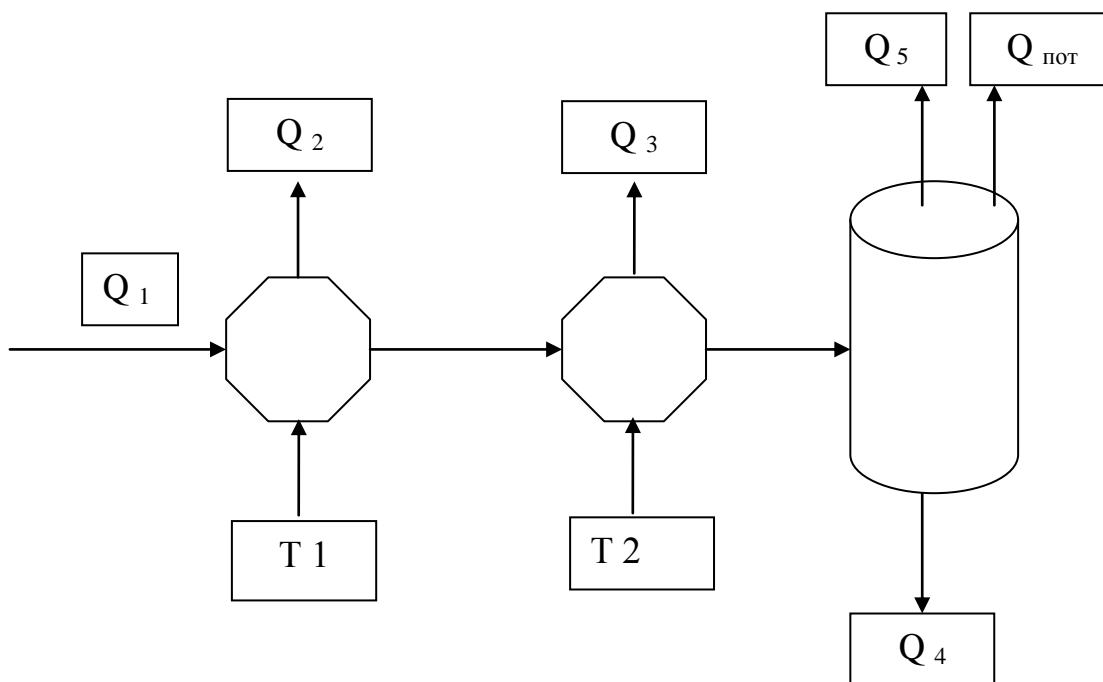
CATERPILLAR
METHANE NUMBER CALCULATION PROGRAM
Gaseous fuel analysis for :
METHANE CH4 : 83.130 HEPTANE C7H16 : 0.000
ETHANE C2H6 : 6.460 OCTANE C8H18 : 0.000
ETHYLENE C2H4 : 0.000 NONANE C9H20 : 0.000
PROPANE C3H8 : 6.080 CARBON MONOXIDE CO : 0.000
PROPYLENE C3H6 : 0.000 CARBON DIOXIDE CO2 : 0.880
ISOBUTANE ISOC4H10 : 0.860 HYDROGEN H2 : 0.000
NORBUTANE NORC4H10 : 1.230 OXYGEN O2 : 0.000
ISOPENTANE ISOC5H12 : 0.140 NITROGEN N2 : 0.880
NORPENTANE NORC5H12 : 0.150 HELIUM HE : 0.000
NEOPENTANE NEOC5H12 : 0.000 HYDROGEN SULFIDE H2S : 0.000
HEXANE C6H14 : 0.020
TOTAL = 99.830
CATERPILLAR METHANE NUMBER: 57 STOICH A/F RATIO <U/U>: 11.21
LOWER HEATING VALUE <BTU/FT3>: 1079 STOICH A/F RATIO <M/M>: 16.21
HIGHER HEATING VALUE <BTU/FT3>: 1199 SPECIFIC GRAVITY <REL TO AIR>: 0.692
REAL WOBBE INDEX <BTU/FT3>: 1298
RELATIVE POWER CAPABILITY <TO 905 BTU/FT3 FUEL> IN % : 100
C = Continue O = Output Enter your choice :
Press Q then Enter to quit the program!
    
```

В данном случае расчет метанового индекса (по программе расчета «катерпиллар») и физико-химические свойства газа подтверждают

возможность его использования в качестве топлива на газопоршневых генераторах. Коэффициент полезного действия (нагрузки) достигается 100 %.

### 3.1 Тепловой расчет и тепловой баланс основных аппаратов

На рисунке 5 представлена схема тепловых потоков



где  $Q_1$ - тепло с сырьем,  $Q_2$ - тепло отданное первому теплообменнику,  $Q_3$ - тепло отданное испарителю,  $Q_4$ - тепло жидкости,  $Q_5$ - тепло выхода газа,  $Q_{пот}$ - тепло потерь

**Рисунок 5-Схема тепловых потоков**

Тепловой баланс:

$$Q_1 + Q_4 + Q_5 = Q_2 + Q_3 + Q_{пот} \quad (3.1)$$

Исходные данные:

Расход газа:

$$G_1 = 1085.85 \text{ кг/час (0.301 кг/сек)}$$

$$G_2 = 655.61 \text{ кг/час (0.182 кг/сек)}$$

$$G_3 = 430.28 \text{ кг/час (0.119 кг сек)}$$

Теплоемкости:

$$C_1(\text{сырья}) - 1.96 \text{ кДж/кг*К}$$

$C_5(\text{выход газа}) - 1.97 \text{ кДж/кг}\cdot\text{K}$

$C_4(\text{выход жидкости}) - 2.2 \text{ кДж/кг}\cdot\text{K}$

Температура конденсации минус 25 °С.

Данные для расчета тепловой нагрузки на первый теплообменник Т 1 приведены в таблице 8.

**Таблица 8-Данные для расчета тепловой нагрузки на первый теплообменник Т 1**

Поток		Вход газа	Выход газа	Вход хладагента	Выход хладагента
1	2	3	4	5	6
Фаз. признак	Molarfrac	0,97998	0,93968	0,99322	1,00000
Доля пара	C	25,00000	14,23295	-25,00000	14,99999
Температура	MPa	1,20000	1,20000	1,20000	1,20000
Давление	kMol/hr	41,55205	41,55205	32,65238	32,65238
Молярный поток	kg/hr	1085,78000	1085,78000	655,75000	655,75000
Массовый поток	m <sup>3</sup> /hr	78,44660	72,63994	51,89485	62,27143
Объемный поток	m <sup>3</sup> /hr	0,03840	0,19997	0,01738	
Объемный поток жидкости	kJ/hr	347112,82413	289284,28057	198216,97523	256045,64494
Энтальпия	kJ/K-hr	4286,15704	4088,58291	3125,68798	3342,54194
Энтропия	kg/m <sup>3</sup>	13,84101	14,94742	12,63613	10,53051
Плотность	kg/m <sup>3</sup>	13,50495	13,29469	12,43405	10,53051
Плотность пара	kg/m <sup>3</sup>	699,99656	613,65077	615,97941	
Плотность жидкости	kg/kMol	26,13060	26,13060	20,08276	20,08276
Молекулярный вес	W/m-K	0,02623	0,02533	0,02240	0,02780
Теплопроводность пара	W/m-K	0,30158	0,32454	0,39388	
Теплопроводность жидкости	mkP	105,84756	103,61481	95,01278	107,52210
Вязкость пара	cP	0,45602	0,21882	0,22910	
Вязкость жидкости	kJ/kg-K	2,00374	1,98561	1,97187	2,07495
Теплоемкость пара	kJ/kg-K	3,16098	2,50973	2,23339	
Теплоемкость жидкости	dyne/cm	13,23353	13,33369	13,67864	
Поверхностное натяжение					
	Molarfrac	0,67187	0,67187	0,83172	0,83172
	Molarfrac	0,06472	0,06472	0,06459	0,06459
	Molarfrac	0,10662	0,10662	0,06088	0,06088
	Molarfrac	0,03041	0,03041	0,00864	0,00864
	Molarfrac	0,05862	0,05862	0,01236	0,01236
	Molarfrac	0,01420	0,01420	0,00149	0,00149

**Продолжение таблицы 8**

1	2	3	4	5	6
	Molarfrac	0,01740	0,01740	0,00153	0,00153
	Molarfrac	0,00450	0,00450	0,00026	0,00026
	Molarfrac	0,00697	0,00697	0,00876	0,00876
	Molarfrac	0,00860	0,00860	0,00896	0,00896
	Molarfrac				
	Molarfrac	0,01609	0,01609	0,00082	0,00082

Данные для расчета тепловой нагрузки на второй теплообменник Т2 (испаритель) приведены в таблице 9.

**Таблица 9- Данные для расчета тепловой нагрузки второй теплообменникТ2 (испаритель)**

Поток		Выход газа	Выход пропана	Вход пропана	Вход газа
1	2	3	4	5	6
Фаз. признак		Mixtliquid			Mixtliquid
Доля пара	Molarfrac	0,78760	1,00000	1,00000	0,93736
Температура	С	-25,00000	5,48949	-37,00000	14,00000
Давление	МПа	1,21590	3,00000	3,00000	1,21590
Молярный поток	kMol/hr	41,55205	45,35148	45,35148	41,55205
Массовый поток	kg/hr	1085,78000	2000,00000	2000,00000	1085,78000
Объемный поток	m <sup>3</sup> /hr	52,27915	3,57988	3,22575	71,41577
Объемный поток жидкости	m <sup>3</sup> /hr	0,70772			0,20902
Энтальпия	kJ/hr	91217,63337	-337316,84830	-532786,89667	286687,68224
Энтропия	kJ/K-hr	3345,92364	-888,66541	-1648,11870	4075,55755
Плотность	kg/m <sup>3</sup>	20,76889	558,67864	620,01168	15,20365
Плотность пара	kg/m <sup>3</sup>	12,70219	558,67864	620,01168	13,45125
Плотность жидкости	kg/m <sup>3</sup>	608,58935			612,20368
Молекулярный вес	kg/kMol	26,13060	44,10000	44,10000	26,13060
Теплопроводность пара	W/m-K	0,02232	0,01559	0,01080	0,02533
Теплопроводность жидкости	W/m-K	0,39493			0,32511
Вязкость пара	mkP	95,01491	1450,43475	2140,38200	103,64754
Вязкость жидкости	cP	0,21736			0,21640
Теплоемкость пара	kJ/kg-K	1,96815	2,49788	2,12256	1,98763
Теплоемкость жидкости	kJ/kg-K	2,21093			2,50289
Поверхностное натяжение	dyne/cm	13,43509			13,30670
Methane	Molarfrac	0,67187			0,67187
Ethane	Molarfrac	0,06472			0,06472
Propane	Molarfrac	0,10662	1,00000	1,00000	0,10662

**Продолжение таблицы 9**

1	2	3	4	5	6
i-Butane	Molarfrac	0,03041			0,03041
n-Butane	Molarfrac	0,05862			0,05862
i-Pentane	Molarfrac	0,01420			0,01420
n-Pentane	Molarfrac	0,01740			0,01740
n-Hexane	Molarfrac	0,00450			0,00450
Nitrogen	Molarfrac	0,00697			0,00697
CO <sub>2</sub>	Molarfrac	0,00860			0,00860
H <sub>2</sub> S	Molarfrac				
H <sub>2</sub> O	Molarfrac	0,01609			0,01609

Расчет тепловой нагрузки по формуле:

Тепловая нагрузка входящего потока газа:

$$Q_1 = G_1 * C_1 * t_{\text{газ}} \text{ (Вт)} \quad (3.2)$$

где  $Q_1$  – тепловая нагрузка входящего потока газа.

$G_1$  – массовый расход сырья (данные материального баланса)

$C_1$  – теплоемкость сырья.

$t_{\text{газ}}$  – температура входящего газа.

$$0.301 * 1960 * 25 = 14749 \text{ Вт}$$

Тепловая нагрузка, отданная первому теплообменнику:

$$Q_2 = G_1 * C_2 * (t_{\text{вх газ}} - t_{\text{вых газ}}) \text{ (Вт)} \quad (3.3)$$

где  $Q_2$  – тепловая нагрузка входящего потока газа.

$G_1$  – массовый расход сырья (данные материального баланса)

$C_2$  – теплоемкость сырья.

$t_{\text{вх газ}}$  – температура входящего газа

$t_{\text{вых газ}}$  – температура выходящего газа

$$0.301 * 2003 * (25 - 14) = 6622 \text{ Вт}$$

Тепловая нагрузка, отданная второму теплообменнику:

$$Q_3 = G_1 * C_3 * (t_{\text{вх газ}} - t_{\text{вых газ}}) \text{ (Вт)} \quad (3.4)$$

где  $Q_3$  – тепловая нагрузка входящего потока газа.

$G_1$  – массовый расход сырья (данные материального баланса)

$C_3$  – теплоемкость сырья.

$t_{\text{вх газ}}$  – температура входящего газа



$t_{\text{вых газ}}$  – температура выходящего газа

$$0.301 * 1980 * (14 - (-25)) = 23243 \text{ Вт}$$

Тепловая нагрузка входящего потока газа:

$$Q_4 = G_3 * C_4 * t_{\text{ж}} \text{ (Вт)} \quad (3.5)$$

где  $Q_4$  – тепловая нагрузка входящего потока жидкости.

$G_3$  – массовый расход сырья (данные материального баланса)

$C_4$  – теплоемкость потока.

$t_{\text{ж}}$  – температура выходящего потока жидкости.

$$0.119 * 2209 * 25 = 6571.75 \text{ Вт}$$

Тепловая нагрузка выходящего потока газа:

$$Q_5 = G_2 * C_5 * t_{\text{газ}} \text{ (Вт)} \quad (3.6)$$

где  $Q_5$  – тепловая нагрузка выходящего потока газа.

$G_2$  – массовый расход газа (данные материального баланса)

$C_5$  – теплоемкость сырья.

$t_{\text{газ}}$  – температура выходящего газа.

$$0.182 * 1980 * 25 = 9009 \text{ Вт}$$

Расчет баланса:

$$Q_1 + Q_4 + Q_5 = Q_2 + Q_3 + Q_{\text{пот}} \quad (3.7)$$

$$14749 + 6571.75 + 9009 = 23245 + 6623 + Q_{\text{пот}}$$

$Q_{\text{пот}} = 30329.75 - 29867 = 462$  (в данном случае принимаем как допустимые потери которые составляют 1.5%)

Расчет газового теплообменника (Т-1)

Теплотехнический расчет:

1.  $G_1(\text{сырья}) = 1085.85 \text{ кг/час} = 0.301 \text{ кг/сек}$  (данные материального баланса)

$Q_1$  – тепловая нагрузка Вт = 14749 Вт (данные теплового баланса)

Расход холодного теплоносителя (материальный баланс)

$$G_3 = 430.25 \text{ кг/час} = 0.119 \text{ кг/сек}$$

2. Определяем среднюю разность температур:

$$t_{\text{ср}} = [(T_{1\text{к}} - T_{2\text{н}}) - (T_{2\text{к}} - T_{2\text{н}})] / 2.31 \lg [(T_{\text{к}} - T_{2\text{н}}) / (T_{\text{к}} - T_{2\text{к}})] \quad (3.8)$$

где  $T_k$  – температура горячего теплоносителя

$T_{2k}$  – температура на выходе горячего теплоносителя

$T_{1н}$  – температура холодного теплоносителя

$T_{2н}$  – температура на выходе холодного теплоносителя

$$[((-25)-14.9) - (25-14.9)] / 2.3 \ln * 39 / 10.7 = 12.27^\circ\text{C}$$

3. В соответствии с таблицей принимаем ориентировочное значение коэффициента теплопередачи.  $K_{op} = 5000$  и определяем ориентировочное значение поверхности теплопередачи:

$$F_{op} = Q_1 / K_{op} * t_{cp} = 14749 / 5000 * 1.5 = 1.96 \text{ м}^3$$

$$\text{Стандарт } F = 1.96 \text{ м}^3$$

4. Определяем число труб:

$$n / z = 4G / d_{вн} * \pi * \mu \text{ см} * Re \quad (3.9)$$

где  $n$  – число труб

$z$  – число ходов по трубному пространству,  $z = 1$ .

$G$  – расход холодного теплоносителя, кг/с

$\pi$  – 3,14

$d_{вн}$  – 25 мм – внутренний диаметр

$\mu_{см}$  – вязкость смеси продуктов, Па \* с

$Re_{op} = 10000$  – ориентировочное значение критерия Рейнольдса.

$$n = (4 \times 0.301) / (3.14 * 0.025 * (105 * 10^{-7}) * 10000) = 1.204 / 0.082 = 15$$

По заводским данным, по таблице принимаем стандартный теплообменный аппарат:

**Таблица 10-Расчетные характеристики потоков в трубах и межтрубье**

Расчетные характеристики		Поток в трубах		Поток в межтрубье	
		ВХОД	ВЫХОД	ВХОД	ВЫХОД
Температура	С	25,0	14,2	-25,0	15,0
Поток	кг/с	0,302		0,18215	
Часовой расход	кг/час	1085,8		655,8	
Вязкость	Па-с	1,09E-05		1,02E-05	
Вязкость пара	Па-с	1,05E-05		1,01E-05	

**Продолжение таблицы 10**

1	2	3	4	5	6
Вязкость жидкости	Па·с	3,37E-04		2,29E-04	
Теплопроводность	Вт/м·К	0,0373		0,02635	
Теплопроводность пара	Вт/м·К	0,0258		0,02510	
Теплопроводность жидкостей	Вт/м·К	0,3131		0,39388	
Плотность	кг/м <sup>3</sup>	14,4		11,6	
Плотность пара	кг/м <sup>3</sup>	13,4		11,5	
Плотность жидкости	кг/м <sup>3</sup>	656,8		616,0	
Теплоемкость	Дж/кг·К	2038,6		2025,5	
Теплота испарения	Дж/кг	0,0		0,0	
Поверхностное натяжение	Н/м	0,01328		0,01368	
$r_3$	Вт/м <sup>2</sup> ·К	5800,0		5800,0	
$D_{ct}$	С	3,0		3,0	
$Pr/Pr_{ct}$		1		1	
$l_{ct}$	Вт/м·К			30,6	
Тепловая нагрузка	Вт			16063	
Разность температур	С			14,97	
Начальное знач. К	Вт/м <sup>2</sup> ·К			350	

Согласно, табличных данных принимаем теплообменник:

**Таблица 11-Теплообменник Т-1**

Теплообменник	Тип	Кожухотрубчатый
1	2	3
Наименование	=	Т-1
сталь	материал	09Г2С
последовательно	шт	1
параллельно	шт	1
поверхность т/о	м <sup>2</sup>	16
тепловая нагрузка	кВт	16
Коэффициент теплопередачи	Вт/м <sup>2</sup> ·К	70
диаметр/ширина	мм	325
длина аппарата	мм	3488
длина труб	мм	3000
число ходов	шт	1
число труб	шт	68
диаметр труб	мм	25
сечение труб 1 хода	м <sup>2</sup>	0,0059
сечение м/трубн.	м <sup>2</sup>	0,0496

**Продолжение таблицы 11**

1	2	3
высота перегородки	мм	0
Масса аппарата	кг	1701

Расчет толщины обечайки:

$$SR = \rho_p * D / 2\phi * [\sigma] - \rho_p \text{ (мм)} \quad (3.10)$$

$$S \geq SR + C \text{ (мм)}, \quad (3.11)$$

где: SR – расчетная толщина обечайки.

$\rho_p$  – расчетное давление МПа (обычно равно рабочему)

$\rho_p = 1.5$  МПа

D - внутренний диаметр аппарата (мм)

D = 325 мм

$\phi$ - коэффициент прочности сварного шва

[ $\sigma$ ] - допускаемое напряжение, (МПа) (находится по таблицам, в зависимости от марки стали и температуры в аппарате).

[ $\sigma$ ] = 15 МПа (температура минус 25°C, Сталь 09Г2С)

S – исполнительная толщина обечайки (мм)

C – суммарная прибавка.

$$C = C_1 + C_2 \quad (3.12)$$

C<sub>1</sub> – прибавка на коррозию, C<sub>1</sub> = 2 мм.

C<sub>2</sub> – конструктивная прибавка до целого числа.

SR = (325 \* 1.5) / 2 \* 1 \* 15 - 1.5 = 487.5 / 27 = 18 мм

S ≥ SR + C = 18 + 2,0 = 20 мм

Проверка:

$$[p] = 2\phi [\sigma] * (S - C) / [D + (S - C)] = (2 * 1 * 15 * 20) / (325 + 18) = 600 / 343 = 1.7 \text{ МПа}$$

Принимаем исполнительную толщину обечайки равной 20 мм

Толщину боковых днищ принимаем равными 20 мм.

Характеристика теплообменника.

С учетом расчетных и заводских данных по ГОСТ (сортаменту)

принимается аппарат со следующими характеристиками:

Поверхность теплообмена – н/м  $2 \text{ м}^3$

Диаметр обечайки внутренний – 325 мм

Толщина обечайки – 20 мм

Длина аппарата – 4488 мм

Число труб 25 х 2 х 3000 мм

Рабочее давление:

- в трубном пространстве – н/б 1.5 МПа

- в межтрубном пространстве - н/б 1.5 МПа

Рабочая температура:

- в трубном пространстве - н/м  $-30^\circ\text{C}$

- в межтрубном пространстве – н/м  $-30^\circ\text{C}$

Количество линзовых компенсаторов – 1 шт

Материал- сталь 09Г2С.

Теплотехнический расчет

1.  $G_1$  (сырья) = 1085.85 кг/час = 0.301 кг/сек (данные материального баланса)

$Q_3$  – тепловая нагрузка Вт = 23243 Вт (данные теплового баланса)

Расход холодного теплоносителя (материальный баланс)

$G_3 = 2000 \text{ кг/час} = 0.555 \text{ кг/сек}$

2. Определяем среднюю разность температур:

$$t_{cp} = [(T_{1к} - T_{2н}) - (T_{2к} - T_{2н})] / 2.31 \ln [(T_{к} - T_{2н}) / (T_{к} - T_{2к})] \quad (3.13)$$

где  $T_{к}$  – температура горячего теплоносителя

$T_{2к}$  – температура на выходе горячего теплоносителя

$T_{1н}$  – температура холодного теплоносителя

$T_{2н}$  – температура на выходе холодного теплоносителя

$$[(14 - (-37)) - (5 - (-25))] / 2.31 \ln * 51/30 = 5.37^\circ\text{C}$$

3. В соответствии с таблицей принимаем ориентировочное значение коэффициента теплопередачи.  $K_{op} = 1000$  и определяем ориентировочное значение поверхности теплопередачи:

$$F_{op} = Q_1 / K_{op} * t_{cp} = 23243 / 1000 * 5.37 = 4.32 \text{ м}^3$$

$$\text{Стандарт } F = 4.5 \text{ м}^3$$

4. Определяем число труб:

$$n / z = 4G / d_{вн} * \pi * \mu \text{ см} * Re \quad (3.14)$$

где  $n$  – число труб

$z$  – число ходов по трубному пространству,  $z = 1$

$G$  – расход холодного теплоносителя, кг/с

$\pi$  – 3,14

$d_{вн}$  – 25 мм – внутренний диаметр

$\mu_{см}$  – вязкость смеси продуктов, Па \* с

$Re_{op} = 10000$  – ориентировочное значение критерия Рейнольдса.

$$n = (4 \times 0.555) / (3.14 * 0,025 * (103.86 * 10^{-7}) * 10000) = 2.22 / 0.08 = 27.7$$

Расчет толщины обечайки

$$SR = \rho_p * D / 2\phi * [\sigma] - \rho_p \text{ (мм)} \quad (3.15)$$

$$S \geq SR + C \text{ (мм)}, \quad (3.16)$$

где  $SR$  – расчетная толщина обечайки.

$\rho_p$  – расчетное давление МПа (обычно равно рабочему)

$\rho_p = 1.5$  МПа

$D$  - внутренний диаметр аппарата (мм)

$D = 325$  мм

$\phi$ - коэффициент прочности сварного шва

$[\sigma]$  - допускаемое напряжение, (МПа) (находится по таблицам, в зависимости от марки стали и температуры в аппарате).

$[\sigma] = 15$  МПа (температура минус 25°C, Сталь 09Г2С)

$S$  – исполнительная толщина обечайки (мм)

$C$  – суммарная прибавка.

$$C = C_1 + C_2 \quad (3.17)$$

$C_1$  – прибавка на коррозию,  $C_1 = 2$  мм.

$C_2$  – конструктивная прибавка до целого числа.

$$SR = (325 * 1.5) / 2 * 1 * 15 - 1.5 = 487.5 / 27 = 18 \text{ мм}$$

$$S \geq SR + C = 18 + 2,0 = 20 \text{ мм}$$

Проверка:

$$[p] = 2\phi [\sigma] * (S - C) / [D + (S - C)] = (2 * 1 * 15 * 20) / (325 + 18) = 600 / 343 = 1.7 \text{ МПа}$$

Принимаем исполнительную толщину обечайки равной 20 мм

Толщину боковых днищ принимаем равными 20 мм.

По заводским данным, по таблице принимаем стандартный теплообменный аппарат.

**Таблица 12-Расчетные характеристики**

		ВХОД	ВЫХОД	ВХОД	ВЫХОД
Поток	кг/час	1085,780000		2000,000000	
Мах. давление	МПа	1,823850		4,500000	
Давление	МПа	1,215900		3,000000	
Температура	С	14,000000	-25,000000	-37,000000	5,489495
Плотность смеси	кг/м <sup>3</sup>	15,203645	20,768891	620,011675	558,678638
Плотность пара	кг/м <sup>3</sup>	13,451247	12,702194	620,011675	558,678638
Плотность жидкости	кг/м <sup>3</sup>	612,203681	608,589349	0,000000	0,000000
Молек. вес смеси	кг/кмоль	26,130600	26,130600	44,099998	44,099998
Молек. вес газа	кг/кмоль	24,591593	20,016568	44,099998	44,099998
Молек. вес жидкости	кг/кмоль	49,159124	48,802070	0,000000	0,000000
Вязкость пара	мкПз	103,647541	95,014912	2140,381995	1450,434749
Вязкость жидкости	сПз	0,216404	0,217356	0,000000	0,000000
Теплопроводность пара	Вт/м-К	0,025328	0,022317	0,010804	0,015592
Теплопроводность жидкостей	Вт/м-К	0,325108	0,394933	0,000000	0,000000
Доля пара	молярная	0,937356	0,787600	1,000000	1,000000
Теплоемкость	КДж/кг-К	2,048357	2,064454	2,122560	2,497876
Теплота испарения	КДж/кг				
Поверхностное натяжение	Дин/см	13,306699	13,435089	0,000000	0,000000
Pr/Pr <sub>ст</sub>					
Загрязнений стенки	Вт/м2-К	5800		5800	
Dt <sub>ст</sub>	С	3		3	

**Таблица 13-Теплообменник Т-2**

Теплообменник	тип	Кожухотрубчатый
Наименование	–	Т-2
сталь	материал	09Г2С
последовательно	шт	1
параллельно	шт	1
поверхность т/о	м <sup>2</sup>	170
тепловая нагрузка	кВт	54
Коэффициент теплопередачи	Вт/м <sup>2</sup> -К	45
диаметр/ширина	мм	325
длина аппарата	мм	4488
длина труб	мм	4000
число ходов	шт	4
число труб	шт	68
диаметр труб	мм	25
сечение труб 1 хода	м <sup>2</sup>	0,0059
сечение м/трубн.	м <sup>2</sup>	0,0496
высота перегородки	мм	0
Масса аппарата	кг	2211

Расчет толщины обечайки:

$$SR = \rho_p * D / 2\phi * [\sigma] - \rho_p \text{ (мм)} \quad (3.18)$$

$$S \geq SR + C \text{ (мм)}, \quad (3.19)$$

где SR – расчетная толщина обечайки.

$\rho_p$  – расчетное давление МПа (обычно равно рабочему)

$\rho_p = 3$  МПа

D - внутренний диаметр аппарата (мм)

D = 325 мм

$\phi$ - коэффициент прочности сварного шва

$[\sigma]$  - допускаемое напряжение, (МПа) (находится по таблицам, в зависимости от марки стали и температуры в аппарате).

$[\sigma]=15$  МПа (температура минус 25°С , Сталь 09Г2С)

S – исполнительная толщина обечайки (мм)

C – суммарная прибавка.

$$C = C_1 + C_2 \quad (3.20)$$



$C_1$  – прибавка на коррозию,  $C_1 = 2$  мм.

$C_2$  – конструктивная прибавка до целого числа.

$$SR = (325 * 3) / 2 * 1 * 15 - 3 = 975 / 24 = 40.6 \text{ мм}$$

$$S \geq SR + C = 41 + 2,0 = 43 \text{ мм}$$

Проверка:

$$[p] = 2\phi [\sigma]_x (S - C) / [D + (S - C)] = (2 * 1 * 15 * 43) / (325 + 41) = 1290 / 366 = 3.5 \text{ МПа}$$

Принимаем исполнительную толщину обечайки равной 43 мм

Толщину боковых днищ принимаем равными 43 мм.

Характеристика теплообменника Т 2 (испарителя)

С учетом расчетных и заводских данных по ГОСТ (сортаменту) принимаем аппарат со следующими характеристиками:

Поверхность теплообмена – н/м  $4.3 \text{ м}^3$

Диаметр обечайки внутренний – 325 мм

Толщина обечайки – 43 мм

Длина аппарата – 4488 мм

Число труб 25 х 2 х 3000 мм

Рабочее давление:

- в трубном пространстве – н/б 1.5 МПа

- в межтрубном пространстве - н/б 3 МПа

Рабочая температура:

- в трубном пространстве - н/м  $-37^\circ\text{C}$

- в межтрубном пространстве – н/м  $-30^\circ\text{C}$

Количество линзовых компенсаторов – 1 шт

Материал- сталь 09Г2С.

### 3.3 Анализ экологической эффективности проекта

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу по данным ОАО МПК «АНГГ».

Экологическая защита воздушного бассейна включает минимизацию и не превышение предельно-допустимых концентраций (ПДК) в атмосфере всех ингредиентов, которые выбрасываются нефтегазопромышленными объектами. В ограничения входят также обозначение граничных размеров санитарно-защитных зон (СЗЗ), которые должны обеспечить требуемые параметры состояния воздушной среды за пределами СЗЗ.

В процессе эксплуатации месторождений основными загрязняющими атмосферный воздух веществами являются углеводороды нефти, продукты сгорания углеводородов в факеле, а также незначительное количество паров реагентов в случае его использования.

В соответствии с п. 2 ст. 19 Федерального Закона «Об охране окружающей среды», п. 1 ст. 30 Федерального Закона «Об охране атмосферного воздуха», «Положением о нормативах выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух и вредных физических воздействий на него» (п. 8), п. 1.6, п. 1.7, п. 2.2, п. 3.2 ГОСТа 17.2.3.02-78 предприятия, имеющие стационарные источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, обязаны разработать предельно допустимые и временно согласованные выбросы. Проект нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (проект ПДВ) является одним из основных документов по охране атмосферного воздуха на предприятии. Нормативы ПДВ устанавливаются по предприятию в целом и по каждому источнику выбросов с учетом существующих и планируемых производственных мощностей объекта при условии соблюдения требований (нормативов) загрязнения атмосферного воздуха.

Все источники загрязнения атмосферы, подлежащие контролю, делятся на 2 категории:

I категория – источники, которые должны контролироваться систематически: организованные выбросы (факела, дымовые трубы котельной);

II категория – источники, которые могут контролироваться эпизодически: неорганизованные выбросы (сепараторы, емкости и т.д.).

На территории промышленной площадки ЦПС выявлено более 19 источников, среди них организованные источники – факела (используемые при сжигании газа), дыхательные клапаны РВС, неорганизованные источники - не плотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры. В атмосферу выбрасываются загрязняющие вещества более 10 наименований, среди которых: азота диоксид, азота оксид, углерода оксид, углеводороды.

Основные выбросы приходятся на сжигания нефтяного газа на факелах. С точки зрения охраны окружающей среды важно повышать уровень утилизации нефтяного газа, состав которого весьма разнообразен, как в количественном, так и в качественном отношении.

Основной объем газа с первой ступени сепарации ЦПС транспортируется на котельную ЦПС, печи путевых подогревателей. Неиспользованный газ сжигается на факеле высокого и низкого давления.

Технологические и вентиляционные выбросы в атмосферу от основных объектов ЦПС (согласно тому ПДВ ОАО МПК «АНГГ») приводятся в таблице 14.

**Таблица 14-Выбросы загрязняющих веществ от основных объектов на ЦПС.**

№ п/п	Источник выброса	Наименования загрязняющих веществ	Мощность выброса, т/год	Норматив ПДВ, т/год
1	2	3	4	5
1	Расширительные камеры РК-1, 2 перед сепараторами	Смесь пред.углерод. C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	0,182	0,182
		Смесь пред.углерод. C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	0,067	0,067
		Бензол	0,0009	0,0009
		Диметилбензол	0,0003	0,0003
		Метилбензол	0,0006	0,0006

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5
2	Подогреватель ПНПТ-1,6	Азот (IV) оксид		
		Азот (II) оксид	4,891	4,891
		Углерод оксид	0,795	0,795
		Смесь пред.углерод. C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	2,751	2,751
		Смесь пред.углерод. C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	0,269	0,269
			0,003	0,003
3	Подогреватель ПНПТ-0,63	Азот (IV) оксид	0,848	0,848
		Азот (II) оксид	0,138	0,138
		Углерод оксид	0,964	0,964
		Смесь пред.углерод. C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	0,095	0,095
		Смесь пред.углерод. C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	0,001	0,001
4	Площадка подготовки топливного газа (ГС-2)	Смесь пред.углерод. C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	0,182	0,182
		Смесь пред.углерод. C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	0,002	0,002
5	Площадка I ступени сепарации (С-1, 2 и ГС-1)	Смесь пред.углерод. C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	4,193	4,193
		Смесь пред.углерод. C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	1,447	1,447
		Бензол	0,019	0,019
		Диметилбензол	0,006	0,006
		Метилбензол	0,012	0,012
6	Площадка узла учета нефти (УУН)	Смесь пред.углерод. C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	0,246	0,246
		Смесь пред.углерод. C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	0,091	0,091
		Бензол	0,001	0,001
		Диметилбензол	0,0004	0,0004
		Метилбензол	0,0007	0,0007
7	Насосы внешней откачки нефти	Смесь пред.углерод. C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	1,165	1,165
		Смесь пред.углерод. C <sub>6</sub> -C <sup>10</sup>	0,43	0,43
		Бензол	0,006	0,006
		Диметилбензол	0,002	0,002
		Метилбензол	0,004	0,004

**Продолжение таблицы 14**

1	2	3	4	5
8	Площадка КСУ (сепаратор КСУ и отстойник О-1)	Смесь пред.углерод. C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	69,474	69,474
		Смесь пред.углерод. C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	1,604	1,604
		Бензол	0,021	0,021
		Диметилбензол	0,007	0,007
		Метилбензол	0,013	0,013
9	Резервуар РВС-3000	Смесь пред.углерод. C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	72,431	72,431
		Смесь пред.углерод. C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	26,767	26,767
		Бензол	0,35	0,35
		Диметилбензол	0,11	0,11
		Метилбензол	0,22	0,22
10	Узел учета газа	Смесь пред.углерод. C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	0,161	0,161
		Смесь пред.углерод. C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	0,002	0,002
11	Факельное хозяйство	Азот (IV) оксид	2,099424	2,099424
		Азот (II) оксид	0,341156	0,341156
		Углерод черный (сажа)	39,3642	39,3642
		Углерод оксид	328,035	328,035
		Смесь пред.углерод. C <sup>1</sup> -C <sup>5</sup>	77,949462	77,949462
		Смесь пред.углерод. C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	0,830414	0,830414
		Бенз(а)пирен	0,000000	0,000000
12	Дренажные емкости 12 м <sup>3</sup>	Смесь пред.углерод. C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	2,006	2,006
		Смесь пред.углерод. C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	0,741	0,741
		Бензол	0,01	0,01
		Диметилбензол	0,003	0,003
		Метилбензол	0,006	0,006
13	Дренажные емкости 16 м <sup>3</sup>	Смесь пред.углерод. C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	2,469	2,469
		Смесь пред.углерод. C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	0,912	0,912
		Бензол	0,012	0,012
		Диметилбензол	0,004	0,004
		Метилбензол	0,007	0,007

Экологическая эффективность проекта.

Для расчета образующихся выбросов в атмосферу принимаем

Общий расход газа, потребляемый блоком подготовки газа:

$$Q_{\text{общ.уст}}=1493 \text{ м}^3/\text{час} (1533.31 \text{ кг/час})$$

Расход газа потребляемый энергоцентром:

$$Q_{\text{энерг}}=980 \text{ м}^3/\text{час} (725.20 \text{ кг/час})$$

Коэффициент увеличения полезного использования газа энергоцентром от общего количества переработанного газа:

$$K_{\text{п.и.уст}}=(Q_{\text{энерг}}*100)/Q_{\text{общ}} \quad (3.11)$$

$$K_{\text{п.и.уст}}=(725.2*100)/1533.31=47,29\%$$

По схеме материального потока № 26 сброс газа происходил на факел ЦПС.

Общая максимально-расчетная производительность факельного хозяйства:

$$Q_{\text{ф.х.}}=5000 \text{ н м}^3/\text{час} (5135 \text{ кг/час})$$

Коэффициент увеличения полезного использования газа энергоцентром от общего количества сжигаемого газа

$$K_{\text{п.и.общ}}=(Q_{\text{энерг}}*100)/Q_{\text{ф.х.}} \quad (3.22)$$

$$K_{\text{п.и.общ}}=(725.2*100)/5135=14,12\%$$

В данном случае сделать расчет сокращения вредных выбросов в атмосферу возможно только по данным производителей электростанций. Смешение потоков газового хозяйства не позволяет точно определить состав газа поступающий на сжигание так же как и его количество в определенный промежуток времени и не подлежит усреднению.

Для расчета образующихся вредных веществ в результате работы энергоцентра принимаем данные заявленные производителем электростанций.

**Таблица 15- Количество вредных веществ, образующихся при сгорании моторных топлив, Т/Т**

Продукт сгорания	Бензин	Дизельное топливо	Сжатый природный газ
Оксид углерода	0,270	0,035	0,110
Углеводороды	0,034	0,011	0,015
Оксиды азота	0,028	0,051	0,031
Оксиды серы	0,010	0,045	Следы
Технический углерод	0,0008	0,005	Следы
Свинцовсодержащие соединения из этилированного бензина	0,0003	-	-

**Таблица 16-Количество вредных веществ т/год**

Наименование	Количество вредных веществ т/год
Оксид углерода	7.110
Оксид азота	2.003
Углеводороды С+	0.969
Итого	10,082

Общее количество тыс. тонн 55463.10

Экологическая эффективность достигается за счет полезного использования газа в качестве топлива энергетического центра. Это позволит сократить нагрузку на внешних поставщиков электроэнергии, а так же расходы на транспортировку и содержание электросетей.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

На основе анализа существующих методов переработки НПГ было обоснованно их использование для получения электроэнергии.

2. Опираясь на результаты патентного поиска, была выбрана технологическая схема. Проведен расчет основного оборудования (теплообменника и испарителя)

3. Обоснованы экологическая и энергетическая эффективность работы:

3.1. Уменьшение вредных выбросов в атмосферу на 14,12% от общего количества сжигаемого газа на факельном хозяйстве (Общее количество тыс. тонн 55463,10).

3.2. Уменьшение стоимости электрической энергии для месторождения (1,12 рублей за кВт) Энергетическая эффективность достигается за счет полезного использования газа в качестве топлива энергетического центра. Это позволит сократить нагрузку на внешних поставщиков электроэнергии, а так же расходы на транспортировку и содержание электросетей.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Павлов А.Н. Экология. Рациональное использование и безопасность жизнедеятельности. Москва. Издательство: Высшая школа 2005 год.
2. Гриценко В.С. Безопасность жизнедеятельности. Учебное пособие Москва 2004 год
3. В.Г. Калыгин. Промышленная экология . Курс лекций. Высшая школа Москва 2000 год.
4. Бесков С.Д. Техно-химические расчеты. 3 изд., испр. - М.: Химия, 1962
5. И. П. Мухленов, А. Я. Авербух, Е. С. Тумаркина и др.; Теоретические основы химической технологии Под ред. И. П. Мухленова. - 4-е изд., перераб. и доп. - М.: Высш. шк. , 1984. .
6. Важнейшие химические производства. Изд. 3-е, перераб. и доп. М., «Высшая школа», 1977 г
7. Касаткин А.Г. Основные процессы и аппараты химической технологии 10-е изд. стереотип., доработ. - М.: ООО ТИД "Альянс", 2004. — 753 с.
8. Лащинский А.А., Толчинский А.Р. Основы конструирования и расчета химической аппаратуры. Справочник Издание 2-е, переработанное и дополненное Л. :1970. - 752 с.
9. Савицкая Г.В. Анализ хозяйственной деятельности предприятия. Учебник .— 5-е изд., перераб. и доп.- М.: ИНФРА-М, 2009.
10. Титов В.И. Экономика предприятия. М.:Эксмо. 2008.-416с.
11. Ткаченко И.Ю., Малых Н.И. Инвестиции: учеб.пособие для студ. ВУЗ / М.: Издательский центр «Академия», 2009-240с.
12. Покрепин Б.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений. Учебник.-./ Изд.:Ин-Фолио, 2008.

13. Шеремет А.Д., Сайфулин Р.С., Негашев Е.В. Методика финансового анализа. — М.: Инфра, 2004.
14. Дьяконов К.Н., Дончева А.В. Экологическое проектирование и экспертиза. М: Аспект Пресс. 2002. 384 стр. часть1 ,часть2, часть3
15. Закгейм А.Ю. Введение в моделирование химико-технологических процессов 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Химия, 1982.-(серия «Химическая кибернетика»).288 с. , 10 табл. , 89 рис.
16. Ахназарова С.Л., Кафаров В.В. Методы оптимизации эксперимента в химической технологии. Учеб.пособие. 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Высш. шк, 1985.- 327 с.
17. Бондарь А.Г. Математическое моделирование в химической технологии«Вища школа», 1973. - 280 с.
18. Бояринов А.И., Кафаров В.В. Методы оптимизации в химической технологии. М.: Химия, 1969. - 564 с.
19. Гартман Т.Н., Клушин Д.В. Основы компьютерного моделирования химико-технологических процессов. Учебное пособие для вузов. — М.: Академкнига, 2006. - 416 с.
20. Ромашкина Л.Л. Альбом технологических схем химических производств. М.: ГУУ, 2001. - 43 с.
21. Савостьянов А.П., Нарочный Г.Б., Яковенко Р.Е., и др. Разработка основных технологических решений для опытно-промышленной установки получения синтетических углеводородов из природного газа. Статья, опубликована в журнале Катализ в промышленности 2014. - №3 - С. 43-48
22. Мурин В.И., Кисленко Н.Н. и др. (ред.) Технология переработки природного газа и конденсата. Часть 1Справочник: В 2-х ч. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2002. - 517 с.
23. Бекиров Т.М, Ланчаков Г.А. Технология обработки газа и конденсатаООО "Недра-Бизнесцентр" 1999 - 596 с

24. Берлин М.А., Гореченков В.Г., Волков Н.П. Переработка нефтяных и природных газов. М.: Химия, 1981. - 472 с
25. Зиберт Г.К., Седых А.Д., и др. Подготовка и переработка углеводородных газов и конденсата. Технологии и оборудование. Справочное пособие. - М.: ОАО "Недра-Бизнесцентр", 2001. - 316 с
26. Кемпбел Д.М. Очистка и переработка природных газов. Пер. с англ. М., «Недра», 1977, 349 с.
27. Лapidус А.Л. и др. Газохимия. Часть 1. Первичная переработка углеводородных газов. Учебное пособие. - М.: Недра, 2004. - 246 с.
28. Мишин В.М. Переработка природного газа и конденсата М.: Издательский центр "Академия", 1999. - 448 с.
29. Тараканов Г.В. Технология переработки природного газа и газового конденсата на Астраханском газоперерабатывающем заводе Учебное пособие. — Астрахань: Изд-во АГТУ, 2013. — 148 с. ISBN 978-5-89154-486-4
30. Сыроежко А.М., Пекаревский Б.В. Технология переработки природного газа и газового конденсата. Учебное пособие. - Санкт-Петербург: СПбГТИ (ТУ), 2011. - 160 с.
31. Катц Д.Л., Корнелл Д. и др. Транспорт нефти и газа: Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа М.: Недра, 1965. - 677с.
32. Волков М.М., Михеев А.Л., Конев К.А. Справочник работника газовой промышленности. 280с. 2-е издание
33. Каспарьянц К.С., Кузин В.И., Григорян Л.Г. Процессы и аппараты для объектов промысловой подготовки нефти и газа. М.: Недра, 1977. - 254 с.
34. Мановян А.К. Технология переработки природных энергоносителей. М.: Химия, КолосС, 2004. - 456 [450] с
35. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа Учебное пособие для вузов. Уфа: Гилем, 2002. - 672 с

36. Глаголева О.Ф., Капустин В.М. Технология переработки нефти. Часть 1. Первичная переработка нефти Технология переработки нефти. В 2-х частях.
37. Капустин В.М., Гуреев А.А. Технология переработки нефти. Часть 2. Деструктивные процессы.-М.: КолосС, 2007. - 334 с: ил. - (Учебники и учеб.пособия для студентов высш. учеб. заведений)
38. Владимирова А.И., Щелкунов В.А., Круглов С.А. Основные процессы и аппараты нефтегазопереработки. Учебное пособие для вузов. М.: Недробизнесцентр, 2002г. -227с., ил.
39. Бурение нефтяных и газовых скважин (Курс лекций): Учебник, Российский государственный геологоразведочный университет — М.: Изд. ЦентрЛитНефтеГаз, Калинин А.Г., 2008.
40. Постановление Правительства РФ от 8.01.2009 г. №7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках».
41. Бондаренко Б.И. (ред.). Альбом технологических схем процессов переработки нефти и газа. М.: РГУ, 2003. - ок. 200 с.
42. Агабеков В.Е., Косяков В.К., Ложкин В.М. Нефть и газ. Добыча, комплексная переработка и использование. Мн.: БГТУ, 2003. - 376 с.; табл. 36, ил. 27, библиогр. 61 назв.
43. Смидович Е.В. Технология переработки нефти и газа. Часть 2. Крекинг нефтяного сырья и переработка углеводородных газов. Москва, "Химия", 1980 г. -328с.
44. Книжников А.Ю., Кутепова Е.А. Проблемы и перспективы использования нефтяного попутного газа в России. Выпуск 2 ежегодного обзора. - М.: 2010, WWF России. - 40 с.
45. Способ утилизации попутного газа - [Электронный ресурс]- Режим доступа.—URL:[http://www.findpatent.ru/img\\_show/10790945.html](http://www.findpatent.ru/img_show/10790945.html)

46. Утилизации попутного газа - [Электронный ресурс]-Режим доступа.- URL:<http://gazsurf.com/ru/stati/item/utilizatsiya-poputnogo-neftyanogo-gaza>
47. Попутный нефтяной газ – его свойства и причины угрозы[Электронный ресурс] - Режим доступа.-URL: [http://hromax.ru/utilizaciya\\_poputnogo\\_neftyanogo\\_gaza.html](http://hromax.ru/utilizaciya_poputnogo_neftyanogo_gaza.html)
48. Попутный нефтяной газ. Способы утилизации ПНГ- [Электронный ресурс]-Режим доступа.-URL: <http://www.russian-energy.ru/ru/services/RussianEnergyPower/1242>
49. Новое слово в утилизации попутного газа - [Электронный ресурс] - Режим доступа. - URL: <http://www.sarbc.ru/company/8441932>.
50. Что такое попутный нефтяной газ - [Электронный ресурс] - Режим доступа. - URL: <http://www.gazprominfo.ru/articles/associated-gas/>.
51. Ахметов С.А., Ишмияров М.Х., Веревкин А.П., Докучаев Е.С., Малышев Ю.М. Технология, экономика и автоматизация процессов переработки нефти и газа: Учеб.пособие. – М.:Химия, 2005.– 736 с.
52. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа: Учебное пособие для вузов. 2-е изд. – М.: Химия, 2001. – 568 с.: ил.
53. Гриценко А.И., Александров И.А., Галанин И.А. Физические методы переработки и использование газа. Учебное пособие. М. Недра, 1981, 224 с.
54. Энциклопедия газовой промышленности. 4-е изд. Пер. с франц.; Ред. пер. К.С. Басниев. – М.: Акционерное общество «Твант», 1994. – 884 с.: ил.
55. Скобло А.И., Молоканов Ю.К., Владимиров А.И., Щелкунов В.А. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: Учебник для вузов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. – 677 с: ил.

56. Теплогенерирующие установки. Часть 1: учебное пособие / А.В. Губарев, Ю.В. Васильченко; Под общ.ред. Ю.В. Васильченко. – Белгород: Изд-во БГТУ им. В.Г. Шухова, 2008. – 162 с.

57. Коршак А.А., Шаммазов А.М., Основы нефтегазового дела. Разведка нефтяных и газовых месторождений. Бурение скважин. Добыча и переработка нефти и газа: Учеб.пособие. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999.-132 с. ISBN 5-7831-0169-9

58. Трубопроводный транспорт нефти и газа: Учеб. для вузов/ Т77 Алиев Р. А., Белоусов В. Д., Немудров А. Г. и др.— 2-е изд., перераб. и доп.—М. :Недра, 1988. 368 с.: ил.

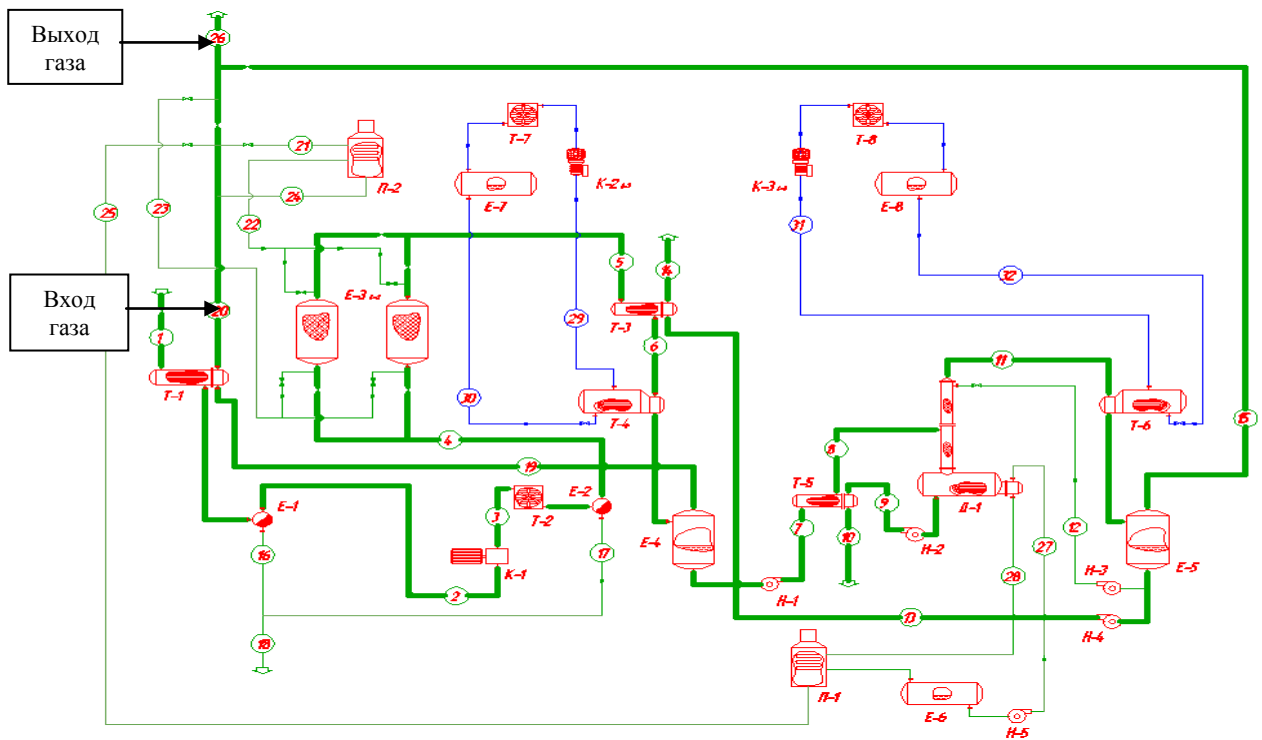
59. ГОСТ Р 54973-2012 Переработка попутного нефтяного газа. Термины и определения, принят Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. N 184-ФЗ «О техническом регулировании»

60. Антропов В. «Газовые электростанции: преимущества использования» / МЭМО – 2005 – №11. – с.39-52

# ПРИЛОЖЕНИЯ

## Приложение 1

### Принципиальная технологическая схема с отображением основных материальных потоков



Принципиальная технологическая схема

