

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 энергоэффективной технологии использования  
нефтяного попутного газа**

Студентка	<u>А. Б. Боташева</u> (И.О. Фамилия)	<u>(личная подпись)</u>
Руководитель	<u>Ю.В. Чариков</u> (И.О.Фамилия)	<u>(личная подпись)</u>

**Допустить к защите**  
Заведующий кафедрой  
«Рациональное  
природопользование  
и ресурсосбережение»

к.п.н., доцент М.В. Кравцова  
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016г.

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**

Студент: Боташева Альфия Боташевна

1. Тема: Разработка энергоэффективной технологии использования нефтяного попутного газа.
2. Срок сдачи студентом законченной бакалаврской работы 10.06.2016 г.
3. Исходные данные к бакалаврской работе: Технологический регламент, литературные данные.
4. Содержание бакалаврской работы:
  - 4.1 Теоретический анализ попутного нефтяного газа.
  - 4.2 Совершенствование технологии переработки попутного нефтяного газа.
  - 4.3 Расчёт материального баланса и основного оборудования.
5. Дата выдачи задания «16» марта 2016 г.

Руководитель бакалаврской работы

Ю.В. Чариков

(подпись)

(И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

А.Б. Боташева

(подпись)

(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: Боташевой Альфии Боташевны

по теме: Разработка энергоэффективной технологии использования  
нефтяного попутного газа.

<b>Наименование раздела работы</b>	<b>Плановый срок выполнения раздела</b>	<b>Фактическ ий срок выполнени я раздела</b>	<b>Отметка о выполнен ии</b>	<b>Подпис ь руковод ителя</b>
Введение	20.03.2016			
Теоретический анализ методов утилизации попутного нефтяного газа.	28.03.2016			
Разработка технологической схемы установки.	02.04.2016			
Выполнение расчетов.	19.05.2016			
Заключение	26.05.2016			

Руководитель бакалаврской работы

Ю.В. Чариков

(подпись)

(И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

А.Б. Боташева

(подпись)

(И.О. Фамилия)

## **АННОТАЦИЯ**

**Бакалаврскую работу выполнила:** Боташева А. Б.

**Тема работы:** Разработка энергоэффективной технологии использования нефтяного попутного газа.

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

**Цель бакалаврской работы** – повышение эффективности использования нефтяного попутного газа.

В работе были проанализированы существующие методы переработки попутного нефтяного газа и разработана технологическая схема установки для переработки попутного нефтяного газа.

Бакалаврская работа состоит из введения, 3-х разделов, заключения, списка используемых источников – 61. Общий объем работы, без приложений 61 страница машинописного текста, в том числе таблиц – 12, рисунков – 3.

Во введении обосновывается актуальность проводимого исследования, описывается цель, задачи работы. В первой главе проанализированы существующие методы переработки попутного нефтяного газа. Во второй главе разработана технологическая схема процесса. В третьей выполнен расчет материального баланса и основного оборудования.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
ГЛАВА 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА	8
1.1 Оценка значимости попутного нефтяного газа как ценного сырья	8
1.2 Методы переработки попутного нефтяного газа	13
1.2.1 Фракционная («нехимическая») переработка ПНГ	15
1.2.2 Закачка ПНГ в пласт для повышения нефтеотдачи	17
1.2.3 Установка энергоблоков	19
1.2.4 Переработка ПНГ на синтетическое топливо (GTL)	21
1.2.5 Криогенная переработка ПНГ в сжиженный газ	24
1.3 Анализ технологий переработки газа малодебетных месторождений	25
1.4 Выбор оптимальной технологии	29
1.5 Характеристика ожидаемого результата	34
1.6 Коммерциализуемость научно-технических результатов	36
ГЛАВА 2. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА	42
2.1 Описание модульного оборудования для реализации разрабатываемой технологии	42
2.2 Описание технологической схемы процесса	46
ГЛАВА 3. РАСЧЕТ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА И ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ	49
3.1 Материальный баланс	49
3.2 Расчет вымораживателя	50
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	55
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	56
ПРИЛОЖЕНИЕ	62

## ВВЕДЕНИЕ

Попутный нефтяной газ (ПНГ) - это природный углеводородный газ (смесь газов и парообразных углеводородных и не углеводородных компонентов), растворенный в нефти или находящийся в «шапках» нефтяных и газоконденсатных месторождений. [1]

Доведение добытой сырой нефти до товарных кондиций происходит в установках комплексной подготовки нефти (УКПН). В УКПН, помимо обезвоживания, сероочистки и обессоливания нефти, осуществляется ее стабилизация, то есть отделение в специальных стабилизационных колоннах легких фракций. С УКПН стабилизированная нефть требуемого качества подается через коммерческие узлы учета нефти в магистральные нефтепроводы.

Выделенный ПНГ при наличии специального газопровода доставляется потребителям, а при отсутствии «трубы» сжигается, используется на собственные нужды или перерабатывается. Стоит отметить, что ПНГ отличается от природного газа, состоящего на 70-99% из метана, высоким содержанием тяжелых углеводородов, что и делает его ценным сырьем для нефтехимических производств. В таблице 1 представлен состав ПНГ месторождений Западной Сибири.

**Таблица 1 - Состав ПНГ различных месторождений Западной Сибири**

Месторождение	Состав газа, % масс.								
	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>
Самотлорское	60,64	4,13	13,05	4,04	8,6	2,52	2,65	0,59	1,48
Варьеганское	59,33	8,31	13,51	4,05	6,65	2,2	1,8	0,69	1,51
Аганское	46,94	6,89	17,37	4,47	10,84	3,36	3,88	0,5	1,53
Советское	51,89	5,29	15,57	5,02	10,33	2,99	3,26	1,02	1,53

Проблема сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ) - одна из наиболее актуальных и острых для нашей страны, т.к. Россия занимает ведущие позиции в мире по объемам сжигания ПНГ. Сжигание ПНГ

приводит к ущербу окружающей среды, способствует парниковому эффекту, наносит вред здоровью населения, а также экономике страны - ценное химическое сырье и энергетический ресурс просто выбрасывается на ветер. По данным Министерства Природных Ресурсов РФ, из 55 млрд. м<sup>3</sup> ежегодно добываемого в России ПНГ лишь 26% (14 млрд. м<sup>3</sup>) направляется на переработку, 47% (26 млрд. м<sup>3</sup>) идет на нужды промыслов, либо списывается на технологические потери и 27% (15 млрд. м<sup>3</sup>) сжигается в факелах. В настоящее время принято правительственное решение о сроке доведения уровня использования ПНГ до среднемировых, т.е. до 95% с 2012 г. (Постановление Правительства РФ от 8 января 2009 №7).

Целью бакалаврской работы является повышение эффективности использования попутного нефтяного газа.

Для реализации цели бакалаврской работы необходимо решить следующие задачи:

1. Проанализировать существующие технологии переработки попутного нефтяного газа.
2. Выявить оптимальный метод переработки.
3. Рассчитать материальный баланс и основное оборудование.

# ГЛАВА 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

## 1.1 Оценка значимости попутного нефтяного газа как ценного сырья

В связи с появлением новых технологий, развитию инновационной деятельности в России и в частности развитию таких отраслей как нефтедобыча и переработка полученных ресурсов, появляются новые более экономичные и емкие возможности переработки побочных продуктов нефтегазовой смеси.

С другой стороны немаловажную роль играет увеличение объемов добычи. Россия стабильно увеличивает объемы добычи нефти, а, учитывая то, что большая часть - это нефтегазовые месторождения, то, соответственно, растет добыча попутного нефтяного газа (далее ПНГ). Добыча ПНГ увеличилась в 1,6 раза при росте добычи нефти за этот же период в 1,38 раза. И все это время проекты разработки месторождений составлялись без особого внимания к попутному газу, что обусловило сегодняшнее состояние с его использованием [2].

На сегодняшний день та негативная ситуация, которая сейчас наблюдается с использованием ПНГ, обусловлена в первую очередь отсутствием эффективных правовых, экономических и организационных механизмов регулирования в сфере недропользования.

Попутный нефтяной газ — ценное сырье, бесспорный факт известный всем. Сжигают газ те компании, которые не могут эффективно его использовать. Примеры «Сургутнефтегаза» и «Татнефти», которые, имея свои ГПЗ, утилизируют более 95% попутного газа, являются в настоящее время исключением из правил.

Волна внимания руководства РФ к проблеме попутного газа, поднятая Президентом России выражена в комплексе мер, направленных на



достижение максимальной утилизации попутного газа. По мнению федеральных властей – «Недропользователь» или новый участник данной отрасли при разработке месторождений уже на стадии изучения и подготовки проекта должен рассчитывать его экономику с учетом использования ПНГ: будь то, к примеру, выработка тепло- и электроэнергии, поставка газа на переработку или обратная закачка газа в пласт, предоставлять свои экономические и прочие выкладки (с обоснованием наиболее приемлемого способа утилизации) государству как собственнику недр для принятия решения о системе разработки месторождения [5].

Проблема утилизации попутного нефтяного газа стоит перед всеми нефтяными компаниями. В настоящий момент газ, в большинстве случаев, сжигается на факелах, осложняя и без того непростую экологическую обстановку в районах промыслов. Использование газа в энергетике позволяет не только улучшить экологическую ситуацию, но и решить проблему тепло-энергоснабжения нефтяных компаний. При постоянно растущих тарифах на электроэнергию и их доли в себестоимости продукции, использование ПНГ для выработки электроэнергии можно считать экономически вполне оправданным. Учитывая высокую энергозатратность нефтедобычи, во всём мире существует практика использования ПНГ для выработки электроэнергии для промысловых нужд. Использование попутного нефтяного газа в газопоршневых электростанциях (ГПЭС) широко применяется всеми ведущими мировыми компаниями. Постепенно этот опыт внедряется и в нашей стране.

Переработка попутного газа в первую очередь это существенная статья доходов для нефтедобывающих компаний. Немаловажным аспектом в переработке ПНГ является защита и охрана окружающей среды. Кроме того, это выработка дополнительных продуктов производства, таких как горючий газ, электричество и прочие продукты, используемые в производстве и процессах обеспечения деятельности.

Поступающие в окружающую среду продукты сгорания попутного нефтяного газа (ПНГ) представляют собой потенциальную угрозу нормальному функционированию человеческого организма на физиологическом уровне. Статистические данные по Тюменской области, нефтегазодобывающему региону России, свидетельствуют, что заболеваемость населения по многим классам болезней выше общероссийских показателей и данных по Западно-Сибирскому району в целом (очень высоки показатели по болезням органов дыхания!). По ряду заболеваний (новообразования, болезни нервной системы и органов чувств и пр.) наблюдается тенденция к росту. Очень опасны воздействия, последствия которых выявляются не сразу. Таковыми являются влияние загрязняющих веществ на способность людей к зачатию и вынашиванию детей, развитие наследственных патологий, ослабление иммунной системы, рост числа онкологических заболеваний.

В настоящее время у недропользователей вновь возник интерес к проблеме коммерческой переработки попутного газа. Причиной этому в первую очередь является требование государства к нефтяным компаниям утилизировать нефтяной газ в соответствии с условиями лицензий на эксплуатацию нефтяных месторождений. Невыполнение этих условий может служить основанием для лишения недропользователя лицензии на добычу нефти. Основная концепция работы в создании комплексного предложения по выпуску типового опробированного оборудования по подготовке и утилизации ПНГ для продажи нефтяным компаниям или их установки на месторождениях с целью последующего выкупа (утилизации) ПНГ и получения из него товарных продуктов.

ПНГ – ценнейшее углеводородное сырье наряду с нефтью и природным газом. В эпоху нарастающего дефицита энергоносителей рациональное использование попутного нефтяного газа является неотъемлемой частью эффективного энергопользования и одним из

важнейших показателей уровня промышленного развития страны.

Стандартом для нефтяных компаний в развитых странах является утилизация 90-95% добываемого попутного нефтяного газа, в то время как в России, даже по официальным данным, сжигается не менее 30% этого углеводородного сырья.

Сжигание ПНГ – это более полумиллиона тонн вредных выбросов в атмосферу в России и странах СНГ ежегодно и триллионы долларов упущенной выгоды. Основные потери нефтяного газа формируются за счет малых и средних удаленных месторождений, доля которых в мире продолжает стремительно увеличиваться. Однако, организация сбора газа с таких месторождений по схемам, предложенным для строительства крупных газоперерабатывающих заводов, является весьма капиталоемким мероприятием, требует значительного времени для реализации, не позволяет утилизировать нефтяные газы конечных ступеней сепарирования и фактически неприменима к территориально разбросанным малым и средним месторождениям.

Альтернативным выходом в разрешении ситуации с утилизацией факельного газа, является привлечение специализированных компаний, способных быстро и эффективно реализовывать подобные проекты без привлечения основных финансовых средств недропользователей.

Наиболее оптимальное решение проблемы заключается во встраивании проекта по переработке ПНГ на самом месторождении добычи, что позволяет сократить ряд расходов как нефтедобывающей организации, так и компании-переработчика, следовательно, увеличить доходную базу и уменьшить себестоимость получения побочных продуктов после процесса переработки ПНГ. Решение вопроса по переработке самой добывающей компанией требует значительных капитальных вложений, поскольку это отдельный технологический процесс, контроль и соблюдение правовых требований, норм защиты и безопасности, а также привлечение специализированного

персонала и проведение ряда дополнительных расходов, касающихся запуска нового параллельного производства основной деятельности нефтедобытчиков.

Особенно это актуально для малых и средних месторождений, потому как порой для таких компаний это неприемлемые дополнительные расходы, которые могут потянуть всю деятельность к убыточности всего комплекса деятельности организации. Наиболее остро вопросы утилизации или переработке стоят перед малыми и вновь открываемыми месторождениями. Переработка ПНГ для таких месторождений просто дорогостоящий и недоступный процесс, а вариант, основанный на сжигании ПНГ является единственным приемлемым выходом, который в свою очередь влечет правовые риски и штрафные санкции, что также является отрицательным и «больным» местом в деятельности добывающей компании. Данный проект - это оптимальное решение для переработки попутного нефтяного газа на сложных месторождениях, утилизирующих ПНГ методом сжигания. Основной идеей инновационного проекта является применение новой технологии в виде установки по переработке попутного нефтяного газа - установки вымораживания влаги и тяжелых углеводородов. Установка понижения точки росы сочетает в себе одновременно два процесса подготовки газа - осушка газа от влаги и  $C_{3+}$  углеводородов методом вымораживания. Стандартное же решение состоит из отдельных технологий и предполагает сначала осушку газа от влаги адсорбционным или абсорбционным способом, а затем, конденсацию углеводородов при отрицательных температурах. Также применение технологии вымораживания позволяет отказаться от применения компрессии (повышения давления) и проводить процесс при давлении газа технологического процесса образования попутного газа, что, несомненно, является одним из главных козырей данной технологии с точки зрения самого техпроцесса и его экономики.

В зависимости от района разработки месторождения, с 1 т нефти получают от 25 до 800 м<sup>3</sup> ПНГ. На данный момент рынок предложений по утилизации ПНГ находится в стадии формирования и четкой политики по выбранной технологии у нефтедобывающих организаций нет. Как правило, применяют упрощенные схемы подготовки попутного газа включающие в себя:

— Удаление мехпримесей (фильтрация).

— Удаление капельной жидкости (сепарация) (низкотемпературная сепарация, двухступенчатая фильтрация и сепарация газа с его подогревом на выходе и другие современные технологии).

— Удаление серосодержащих соединений (очень редко).

— Подъем или сброс давления до требуемых параметров.

На сегодняшний день множество мелких, средних и крупных месторождений остаются неосвоенными или слабо освоенными именно из-за высоких капитальных и эксплуатационных затрат, связанных с подготовкой газа к транспортировке. Проблема осушки газа (в первую очередь от влаги, что затрудняет утилизацию попутного нефтяного газа на месте) существует также при заборе газа из подземных хранилищ.

Установка для переработки попутного нефтяного газа позволяет работать при давлении исходного потока, что позволяет избежать дополнительных капитальных вложений на компрессию газа и последующих эксплуатационных затрат.

## **1.2 Методы переработки попутного нефтяного газа**

Переработка попутного нефтяного газа (ПНГ) – направление, которому сегодня уделяется повышенное внимание. Этому способствует ряд обстоятельств, прежде всего рост добычи нефти и ужесточение

экологических норм. По данным 2012 г., всего в Российской Федерации извлечено из недр 34,2 млрд. м<sup>3</sup> ПНГ, из них потреблено 28,2 млрд. м<sup>3</sup>. Таким образом, уровень использования ПНГ составил 82,5%, при этом в факелах сгорело около 6 млрд. м<sup>3</sup> (17,5%).

В том же 2012 г. на газоперерабатывающих заводах России было переработано 12,3 млрд. м<sup>3</sup> ПНГ (43,6% «потребленного» газа), из них в Тюменской области, основном регионе производства ПНГ - 10,3 млрд. м<sup>3</sup>. На промышленные нужды (подогрев нефти, отопление вахтовых поселков и т.п.) с учетом технологических потерь было израсходовано 4,8 млрд. м<sup>3</sup> (17,1%), еще 11,1 млрд. м<sup>3</sup> (39,3%) использовано для выработки электроэнергии на ГРЭС [8].

Дальнейший рост утилизации ПНГ до заложенных в лицензионных соглашениях 95% наталкивается на ряд трудностей. Прежде всего, при существующих ценовых «вилках» 1 продажа газа на ГПЗ с небольшого месторождения (1-1,5 млн. т нефти в год) рентабельна, если перерабатывающий завод находится на расстоянии не более 60-80 км.

Однако вновь вводимые нефтяные месторождения удалены от ГПЗ на 150-200 км. В этом случае учет всех элементов затрат выводит себестоимость попутного газа на уровень, при котором вариант утилизации попутного газа на ГПЗ для многих недропользователей неэффективен и ими ищутся варианты переработки ПНГ непосредственно на нефтепромыслах.

Основные решения по утилизации ПНГ, которыми сегодня могут воспользоваться нефтедобывающие компании таковы:

1. Переработка ПНГ средствами нефтехимии.
2. «Малая энергетика» на базе ПНГ.
3. Закачка ПНГ и смесей на его основе в пласт для повышения нефтеотдачи.
4. Переработка газа на синтетическое топливо (технологии СЖТ/GTL).
5. Сжижение подготовленного ПНГ.

Как видно по приведенным ранее цифрам, в РФ в «глобальных масштабах» из этих направлений развиваются лишь два: потребление ПНГ в качестве топлива с целью выработки электроэнергии и как сырья для нефтехимии (получение сухого отбензиненного газа, газового бензина, ШФЛУ и сжиженного газа для бытовых нужд).

Между тем, новые технологии и оборудование позволяют реализовать многие процессы непосредственно на промыслах, что полностью устранил или существенно снизит потребность в дорогостоящей сетевой инфраструктуре, вовлечет в переработку неиспользуемые объемы ПНГ, улучшит экономическую эффективность нефтедобычи.

Согласно проведенному анализу к перспективным направлениям промышленной утилизации ПНГ сегодня относятся:

- микротурбинные или газопоршневые установки, покрывающие потребность нефтепромыслов в электрической и тепловой энергии;
- малогабаритные установки сепарации для получения товарной продукции (топливного метана на собственные нужды, ШФЛУ, газового бензина и ПБТ);
- комплексы (установки) конвертации ПНГ в метанол и синтетические жидкие углеводороды (автомобильный бензин, дизтопливо и т.п.).

### **1.2.1 Фракционная («нехимическая») переработка ПНГ**

В результате переработки ПНГ на газоперерабатывающих установках (заводах) получают «сухой» газ, сходный с природным, и продукт под названием «широкая фракция легких углеводородов» (ШФЛУ).

При более глубокой переработке номенклатура продуктов расширяется - газы («сухой» газ, этан), сжиженные газы (СУГ, ПБТ, пропан, бутан и т.д.) и стабильный газовый бензин (СГБ). Все они, включая ШФЛУ, находят спрос, как на внутреннем, так и на внешнем рынках [11].

Доставка продуктов переработки ПНГ до потребителя чаще всего

осуществляется по трубопроводу. Необходимо помнить, что транспортировка трубопроводом довольно опасна. Как и ПНГ, ШФЛУ, СУГ и ПБТ тяжелее воздуха, поэтому при негерметичности трубы пары будут накапливаться в приземном слое с образованием взрывоопасного облака. Взрыв в облаке распыленного горючего вещества характеризуется повышенной разрушительной силой.

Альтернативные варианты транспортировки ШФЛУ, СУГ и ПБТ не представляют технических проблем. Сжиженные газы перевозятся в ж/д цистернах и т.н. «универсальных контейнерах» под давлением до 16 атм. железнодорожным, речным (водным) и автомобильным транспортом.

При определении экономического эффекта от переработки ПНГ следует иметь в виду, что на российских производителей СУГ накладывается т.н. «балансовое задание» по поставкам СУГ для бытовых потребителей по «балансовым ценам» (по данным АК «СИБУР» - это 1,7 тыс. руб./т). «Задания» на практике достигают 30% от объема производства, что ведет к росту стоимости СУГ для коммерческих пользователей (4,5-27 тыс. руб./т в зависимости от региона). Министерство промышленности и энергетики РФ обещает отменить «балансовые задания» в конце 2016 года и это может вызвать снижение цен на рынке СУГ. Впрочем, производители сжиженного газа убеждены, что окончательное решение будет принято не ранее 2018 г.

Из-за стабильно высоких цен на СУГ в Европе выгоднее перерабатывать ПНГ и ШФЛУ в СУГ. В России же более прибыльным может оказаться получение метанола или БТК (смесь бензола, толуола и ксилола). В дальнейшем смесь БТК может быть переработана dealкилированием в бензол, который является товарным продуктом, пользующимся высоким спросом.

В РФ ежегодно производится 8 млн. т СУГ на сумму около \$1 млрд. СУГ используется как сырье для предприятий нефтехимической промышленности (50-52% газа), в бытовых целях, на транспорте и в



промышленности (28-30%). 18-20% газа идет на экспорт. Вследствие невысокого уровня газификации страны для личных нужд СУГ потребляют около 50 млн. человек, в то время как природный газ – 78 млн. человек. 3 июня 1989 года около дер. Улу-Теляк произошел разрыв трубы диаметром 700 мм продуктопровода широких фракций легких углеводородов (ШФЛУ) Западной Сибири - Урал-Поволжье с последующим взрывом углеводородно-воздушной смеси, эквивалентным взрыву 300 тонн тротила. Возникший при этом пожар охватил территорию около 250 га, с находящимися на ней двумя пассажирскими поездами (Новосибирск-Адлер, 20 вагонов и Адлер-Новосибирск, 18 вагонов), в которых следовало 1284 пассажира (в т.ч. 383 - дети) и 86 членов поездных и локомотивных бригад. Взрывом были разрушены 37 вагонов и 2 электровоза, из которых 7 вагонов сгорели полностью, 26 - выгорели изнутри, Ударной волной было оторвано и сброшено с путей 11 вагонов. На месте аварии было обнаружено 258 трупов, 806 человек получили ожоги и травмы различной степени тяжести, из них 317 умерло в больницах. Всего погибло 575 человек, травмировано - 623.

Комплекс по выработке ШФЛУ из ПНГ по схеме низкотемпературной конденсации запущен на ОАО «Губкинский ГПК» в 2005 г. Перерабатывается 1,5 млрд. м<sup>3</sup> попутного нефтяного газа, производство ШФЛУ - до 330 тыс. т/г, общая стоимость комплекса, включая 32-х километровую врезку в конденсатопровод «Уренгой-Сургутский ЗСК», - 630 млн. рублей (\$22,5 млн.).

По схожей технологии могут работать малогабаритные установки сепарации, предназначенные для установки на промыслах.

### **1.2.2 Закачка ПНГ в пласт для повышения нефтеотдачи**

Количество технологий, схем эксплуатации и оборудования (разной степени эффективности и освоенности) для повышения нефтеотдачи очень велико.

ПНГ, в силу своей гомологической близости к нефти, представляется оптимальным агентом газового и в особенности водогазового воздействия (ВГВ) на пласт закачкой попутного нефтяного газа и иных рабочих жидкостей с его использованием (ПНГ+вода, водно-полимерные композиции, растворы кислот и др.). При этом увеличение нефтеизвлечения по сравнению с заводнением пласта необработанной водой зависит от конкретных условий. Скажем, разработчики технологии ВГВ (ПНГ+вода) указывают, что наряду с утилизацией ПНГ дополнительная добыча нефти составила 4-9 тыс. т/г нефти на 1 участок.

Более перспективными видятся технологии сочетающие закачку ПНГ с переработкой. При проектировании обустройства Копанского газоконденсатнонефтяного месторождения был исследован следующий вариант освоения ресурсов углеводородов. Из пласта извлекается нефть вместе с растворенными и попутными газами. Из газа отделяется конденсат и часть осушенного газа сжигается на электростанции для получения электроэнергии и выхлопных газов. Выхлопные газы закачиваются в газоконденсатную шапку («сайклинг-процесс») для повышения конденсатоотдачи.

Сайклинг-процесс считается одним из эффективных методов повышения конденсатоотдачи пласта. Однако в нашей стране он не реализован ни на одном газоконденсатном месторождении или газоконденсатной шапке. Одна из причин - дороговизна процесса консервации запасов сухого газа. В рассматриваемой же технологии часть сухого газа подается потребителю. Другая, сжигаемая часть, обеспечивает получение достаточного для сайклинг-процесса количества закачиваемого газа, поскольку 1 м<sup>3</sup> метана при сжигании превращается примерно в 10 м<sup>3</sup> выхлопных газов.

Консорциум по разработке Харьягинского месторождения - Total, Norsk Hydro и «ННК» - планирует реализовать проект по утилизации

попутного нефтяного газа стоимостью от \$10-20 млн. На Харьягинском месторождении ежегодно добывается около 900 тыс. т нефти и 150 млн. м<sup>3</sup> ПНГ. Часть попутного газа идет на собственные нужды, а остальное - сжигается. Предложено три решения проблемы, одно из которых - закачка ПНГ в скважину ниже пласта, откуда добывается нефть. По предварительным расчетам, так возможно закачать весь ПНГ, однако есть опасения, что газ дойдет до близлежащей скважины, которая уже ликвидирована и принадлежит ЛУКОЙЛу. Тем не менее, этот вариант - предпочтительный. Другие два менее приоритетных варианта - продажа ПНГ ЛУКОЙЛу (нет инфраструктуры) или производство электроэнергии (проблема с потенциальным покупателем).

Известно, что закачивать газ в залежи вязких нефтей с целью вытеснения и поддержания давления не очень эффективно, так как при этом происходит преждевременный прорыв газа к эксплуатационным скважинам.

Удовлетворительные технико-экономические показатели сайклинг-процесса достигаются только на газоконденсатном месторождении с начальным содержанием конденсата в газе не ниже 250—300 г/м<sup>3</sup>.

Среди проблем, связанных с закачкой газа, эксперты отмечают отсутствие в России подобного опыта, а как следствие - сложность согласования проектов. Единственный пример практически реализованного в странах СНГ сайклинг-процесса - Новотроицкое ГКМ (Украина).

### **1.2.3 Установка энергоблоков**

Один из наиболее распространенных способов утилизации ПНГ – использование как топлива для электростанций. При приемлемом составе ПНГ эффективность этого способа высока. По данным разработчиков электростанция с утилизацией тепла (кпд около 80%), работающая на ПНГ, при его учетной стоимости 300 руб. за 1000 м<sup>3</sup>, окупается за 3-4 года.

Предложение энергоблоков на рынке очень широко. Отечественные и

зарубежные компании наладили выпуск установок, как в газотурбинном (ГТУ), так и в поршневом вариантах. Как правило, для большинства конструкций имеется возможность работы на ШФЛУ или ПНГ (определенного состава). Практически всегда предусмотрена утилизация тепла выхлопных газов в систему теплоснабжения промысла, предлагаются варианты самых современных и технологичных парогазовых установок.

Одним словом, можно с уверенностью говорить о буме внедрения объектов малой энергетики нефтяными компаниями для снижения зависимости от поставок электроэнергии РАО «ЕЭС», упрощения требований к инфраструктуре при освоении новых месторождений, снижения затрат на электроэнергию с одновременной утилизацией ПНГ и ШФЛУ. Согласно расчетам, себестоимость 1 кВтч электроэнергии для ГТУ «Пермских моторов» составляет 52 коп, а для импортного агрегата на основе поршневого двигателя «Катерпиллер» – 38 коп. (при невозможности работать на чистом ШФЛУ и наблюдается потеря мощности при работе на смешанном топливе) [13].

Типичная стоимость дизельной электростанции зарубежного производства мощностью 1,5 МВт по прайс-листу дилера составляет €340 тысяч (\$418 тыс.). Однако установка на промысле энергоблока такой же мощности с инфраструктурой (резервированием) и работающего на подготовленном газе требует капитальных вложений в \$1,85-2,0 млн.

При этом себестоимость 1 кВтч при цене газа 294 руб./тыс. м<sup>3</sup> и расходе 451-580 м<sup>3</sup>/тыс. кВтч составит уже 1,08-1,21 руб., что превышает текущий тариф - 1,003 руб./кВтч. При повышении действующего тарифа до 2,5 руб./кВтч и сохранении цены газа на сегодняшнем уровне дисконтированный срок окупаемости 8-10 лет.

«Сургутнефтегаз», утилизирующий до 96% ПНГ, ведет строительство 4 газотурбинных электростанций на отдаленных месторождениях – Лукьявинском, Рускинском, Биттемском и Лянторском. Реализация проекта

позволит обеспечить выработку 1,2 млрд. кВтч/год (суммарная мощность электростанции 156 МВт на базе 13 энергоблоков единичной мощностью 12 МВт производства «Искра-Энергетика»). Каждый из этих энергоблоков способен в год переработать до 30 млн. м<sup>3</sup> попутного газа и выработать до 100 млн. кВтч электроэнергии. Суммарная стоимость проекта составляет по разным оценкам от \$125-200 млн., его выполнение задерживается в связи со срывом графика поставки энергоблоков [19].

#### **1.2.4 Переработка ПНГ на синтетическое топливо (GTL)**

GTL - это промышленный процесс синтетического преобразования газа (метана) в жидкие углеводороды. Источником метана могут быть уголь, природный и попутный нефтяной газ.

В качестве продуктов GTL-процесса могут быть рассмотрены следующие:

- Синтетическая нефть – не используется на месте, смешивается и транспортируется на переработку с обычной нефтью (конденсатом).
- Дизельное топливо – используется на месте.
- Прочие продукты (нафта, смазочные масла, парафины).

Коммерческое использование данной технологии всегда было ограничено двумя основными факторами:

- периодами низкой стоимости нефти, что сразу делало исследования в области альтернативного топлива задачей второстепенной важности;
- большими капитальными затратами, необходимыми для строительства заводов.

Основными игроками на рынке GTL являются компании: Sasol (ЮАР), Royal Dutch/Shell, Exxon Mobil, Syntroleum, Rentech, ConocoPhillips, BP, ChevronTexaco, Euroil Ltd.

Дальше всех в своих наработках продвинулась Sasol, использующая трехэтапный процесс преобразования газа в углеводороды. Кратко процесс

можно описать так. Газ на первой стадии преобразуется в синтетический газовый поток, насыщенный водородом и моноокисью углерода. Затем эта смесь подвергается реактивной каталитической обработке, после чего газовый поток превращается в парафиновую нефть. И эту нефть уже перерабатывают в нефтепродукты - дизельное топливо и прямогонный бензин. Однако исходный газ вырабатывается в данном случае путем газификации угля.

Во всех производствах, работающих по технологии GTL, первой и наиболее капиталоемкой стадией является переработка природного газа в синтез-газ (смесь водорода и окиси углеродов в определенном соотношении). Это самая энергоемкая стадия технологии GTL, на долю которой приходится 60–70% из общих капитальных затрат.

На второй стадии (по первому варианту производства синтетических моторных топлив) синтез-газ в присутствии катализаторов превращают в многокомпонентную газожидкостную смесь углеводородов (преимущественно парафиновых). Капитальные затраты на этой стадии составляют 20–25% от стоимости всего производства. На третьей стадии осуществляется облагораживание газожидкостной смеси углеводородов (процессы гидрирования, гидрокрекинга, гидроизомеризации и ректификации). Капитальные затраты на эту стадию составляют 5–15 процентов.

В настоящее время в эксплуатации находится несколько заводов по производству синтетических моторных топлив из угольного и природного газа, среди которых наиболее мощными являются Synthol (ЮАР), Royal Dutch/Shell (Малайзия) [15].

Процесс превращения газа в жидкие нефтепродукты используется Sasol в Южной Африке в течение более 50-ти лет и на сегодня этот проект является экономически выгодным. Поскольку достигнутые успехи удовлетворили компанию, было объявлено о планах по строительству

аналогичных заводов в Нигерии и Катаре.

Технология GTL только начинает свое распространение. Ожидается, что при дальнейшем развитии и росте цен на топливо она станет рентабельной. Пока GTL-проекты, реализующие технологию Фишера-Тропша, рентабельны только при достаточно больших объемах перерабатываемого сырья (от 1,4-2,0 млрд. м<sup>3</sup> в год). Обычно GTL-проект рассчитан на утилизацию метана, однако есть сведения, что процесс может быть реализован и для углеводородных фракций C<sub>3</sub>-C<sub>4</sub> и соответственно применен для переработки ПНГ.

Первой стадией производства на базе технологии GTL является получение синтез-газа, который может быть получен даже из угля. Однако этот способ переработки более применим к ПНГ и ШФЛУ, а газовый бензин выгоднее утилизировать отдельно в качестве нефтехимического сырья.

Текущая стоимость строительства GTL-завода, по оценкам специалистов, составляет \$400-500 на тонну продукции, и продолжает снижаться. В качестве комментария к этой цифре добавим, что хотя опыт эксплуатации коммерческих предприятий GTL-FT имеется, он ограничен жаркой и умеренной климатической зоной. Таким образом, имеющиеся проекты не могут быть перенесены без изменений в Россию, например, в район Якутии. Учитывая отсутствие у компаний опыта эксплуатации установок GTL-FT в жестких климатических условиях, изменение и доработка проектов могут потребовать значительного времени и, возможно, проведения дополнительных исследовательских работ.

Среди известных разработчиков GTL-проектов отметим американскую венчурную компанию «Syntroleum», поставившую задачу проведения исследований с целью получения малых модульных производств для временного размещения на месторождениях, в т.ч. с возможностью утилизации ПНГ и ШФЛУ.

Согласно рекламным материалам российского разработчика

строительство установки, использующей традиционные технологии (паровая конверсия, получение 82% метанола-сырца) с годовой мощностью 12,5 тыс. тонн метанола и утилизацией 12 млн. м<sup>3</sup> газа требует капитальных затрат \$12 млн. (\$960 на тонну годовой производительности). Установка «Энергосинтоп10000» примерно такой же производительности (12 тыс. тонн 96% технического метанола) обойдется в \$10 млн. (\$830 на тонну годовой производительности). А благодаря низким эксплуатационным расходам себестоимость метанола окажется на 17-20% ниже.

### **1.2.5 Криогенная переработка ПНГ в сжиженный газ**

Разработчики и изготовители предлагают как крупнотоннажные установки получения сжиженного природного газа производительностью 10-40 т/час с высоким (более 90%) коэффициентом ожижения перерабатываемого газа, так и установки малой производительности до 1 т/час. Способ сжижения – использование замкнутого однопоточного холодильного цикла на смеси углеводородов с азотом.

Для установок малой производительности по сжиженному природному газу возможны следующие способы сжижения:

- применение однопоточного холодильного цикла при переработке малых расходов исходного газа (коэффициент ожижения 0,95);
- применение детандерного цикла:
  - а) замкнутого с коэффициентом ожижения 0,7-0,8;
  - б) разомкнутого с коэффициентом ожижения 0,08-0,12.

Последний рекомендуется к применению на газораспределительных станциях, где узел редуцирования заменяется установкой получения сжиженного природного газа с расширением газа в детандере и частичным его ожижением. Этот способ практически не требует затрат энергии. Производительность установки зависит от расхода поступающего на газораспределительные станции газа и диапазона перепада давлений на входе



и выходе станции.

Получение сжиженного газа (метана) из ПНГ требует его предварительной подготовки. Наиболее рентабельны установки при производительности от 500 млн. нм<sup>3</sup>/год до 3,0 млрд. нм<sup>3</sup>/год по перерабатываемому газу. Условия перспективности криогенной переработки ПНГ:

Располагаемое давление исходного газа для переработки не менее 3,5 МПа. При давлении ниже установка должна быть укомплектована блоком предварительного дожатия газа, что увеличивает капитальные и энергетические затраты.

- Запас газа не менее чем на 20 лет эксплуатации установки.
- Содержание тяжелых углеводородов, % об.:  $C_3H_8 > 1,2$ . Сумма  $C_{4+V} > 0,45$ .
- Низкое содержание сернистых соединений (не более 60 мг/куб.м) и двуокиси углерода (не более 3%), не требующее очистки от них исходного газа.

При содержании в газе этана более 3,5% об. и наличия его потребителей целесообразно получение в качестве товарного продукта этановой фракции. Это значительно снижает удельные эксплуатационные затраты [33].

### **1.3 Анализ технологий переработки газа малозабитных месторождений**

В настоящее время российские предприятия, производящие установки подготовки попутного газа предлагают потребителю крупнотоннажные производства, поддающиеся положительной экономической оценке. Существующие предложения, рассчитанные на небольшие объемы газа либо не способны довести его до требований газопотребителя, либо невыгодны, в связи с высокой стоимостью готового изделия.

Существующие технологии осушки и отбензинивания газа,

применимые при подготовке ПНГ для дальнейшего использования, основаны на стандартных методах:

- Компрессия газа
- Абсорбционная или адсорбционная осушка газа от влаги
- Низкотемпературная сепарация

Данная технология применима скорее к комплексной утилизации газа, с дальнейшим получением целевых продуктов в виде сжиженных углеводородов и отбензиненного газа, соответствующего требованиям ГОСТа 51.40-93 «ГАЗЫ ГОРЮЧИЕ ПРИРОДНЫЕ, ПОСТАВЛЯЕМЫЕ И ТРАНСПОРТИРУЕМЫЕ ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ГАЗОПРОВОДАМ».

Нефтяные компании, владеющие истощенными месторождениями нефти с малым дебитом по добываемому газу, на данный момент склоняются к утилизации попутного газа методом транспортировки на ближайший ГПЗ по трубопроводам, выработки электроэнергии для собственных нужд, использованием газа на нужды месторождения (горелочные устройства, котельные и т.д.). При использовании любого из этих методов возникает проблема неподготовленного газа перед каким-либо дальнейшим действием – это выпадение конденсата, намерзание трубопроводов, выход из строя газопотребляющего оборудования и другие.

Неподготовленный газ для дальнейшей транспортировки по трубопроводам на ГПЗ и использования подготовленного газа в качестве топлива на ГПС, ГТС, горелочных устройствах, предлагается доводить до необходимого качества путем совместного использования технологий вымораживания влаги и конденсации  $C_{5+}$  фракций в модуле понижения точки росы, что дает возможность исключать выпадение конденсата в трубопроводах, намерзание влаги в трубопроводах, выпадения конденсата в топливной системе и др. преимущества.

На данный момент, рынок использования предлагаемой технологии, образуют крупнейшие нефтедобывающие компании РФ, которые

представлены в таблице 2:

**Таблица 2 - Данные по утилизации ПНГ крупных нефтяных компаний**

Компания	Извлеченные ресурсы ПНГ за 2009 год, млрд. м <sup>3</sup> /год	Утилизация ПНГ по компании в целом млрд. м <sup>3</sup> /год	% утилизации	Преимущественные методы утилизации	Сожжено ПНГ, млрд. м <sup>3</sup> /год	% сжигаемого газа
Сургут-Нефтегаз	14,03	13,6	96,9	Собственные нужды, генерация электроэнергии, закачка в пласт, транспорт на ГПЗ	0,43	3,1
Роснефть	12,68	8,28	65,3	генерация электроэнергии, транспорт на ГПЗ	4,4	34,7
ТНК-ВР	12,1	10,2	84,4	Транспорт на ГПЗ, генерация электроэнергии, закачка в пласт, комплексная подготовка и сдача ОАО "Газпром"	1,9	16,6
Лукойл	6,3	4,4	70	Транспорт на ГПЗ, выработка электроэнергии, водогазовое воздействие на пласт	1,9	30
Газпром-Нефть	3,2	1,5	48,1	Генерация электроэнергии, транспорт на ГПЗ	1,7	51,9
Другие компании	6,69	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

Исходя из официальных данных, на период 2009 года было добыто 55 млрд.м<sup>3</sup>/год попутного газа. Сожжено на факелах было 10,33 млрд.м<sup>3</sup>/год, что составляет 18,78 % от общего количества добытого газа. Причем стоит учитывать, что на данный момент, газ утилизируется в основном с месторождений с большим количеством добываемого ПНГ. Доля мелких частных компаний на рынке добычи ПНГ, хоть и не велика, но представлена большим количеством участников. Такие частные компании наиболее заинтересованы в утилизации ПНГ и рассматривают различные варианты утилизации, в которых выработка электроэнергии, транспортировка на крупные ГПЗ и использование на собственные нужды является приоритетным способом утилизации. А как уже упоминалось, все эти способы предусматривают первичную подготовку газа. Также стоит учитывать, что к официальным данным можно смело прибавлять еще 30% неучтенного ПНГ, в связи с отсутствием на многих месторождениях точных методик и средств измерения количества добываемого газа.

Выход на рынок может быть обеспечен как со стороны газодобывающей организации, так и организации, предоставляющей услуги по утилизации газа, например, компании, поставляющие газогенерационное оборудование, примером тому может послужить GE.

Продукция зарубежных фирм занимает 15% российского рынка из за высокой цены готового изделия. Средняя стоимость установки подготовки газа (компрессия, адсорбция воды и низкотемпературная конденсация) единичной мощностью 10 000 000 н.м<sup>3</sup>/год, составляет 165 млн. руб.

Среди российских конкурентов на рынке подготовки газа можно выделить лишь трех – "РусГазИнжиниринг", г. Подольск; ОАО «НИПИГАЗПЕРЕРАБОТКА», г.Краснодар; ЗАО «Глоботэк», г. Тольятти. Такие предприятия, как "РусГазИнжиниринг" и ОАО «НИПИГАЗПЕРЕРАБОТКА» используют свой опыт в подготовке и переработке ПНГ на крупнейших месторождениях страны. ЗАО «Глоботэк» на

данный момент находится в стадии банкротства, и говорить о крупномасштабных инвестициях в их компанию и производство не имеет смысла.

Даже при освоении рынка в 10%, будет доступно к подготовке 1 млрд. м<sup>3</sup>/год попутного газа, что составляет 500 установок, единичной мощностью 2 млн. м<sup>3</sup>/год или 100 установок, единичной мощностью 10 млн. м<sup>3</sup>/год.

#### **1.4 Выбор оптимальной технологии**

На данный момент рынок предложений по утилизации ПНГ находится в стадии формирования, и четкой политики по выбранной технологии у нефтедобывающих организаций нет. Каждый из методов, применяемых сегодня, уже наглядно продемонстрировал свои плюсы и минусы в эксплуатации. Пример тому программа по использованию 95% попутного нефтяного газа ОАО «Самарнефтегаз». Выбранный ими метод заключается в транспортировке нефтяного попутного газа по трубопроводам с месторождений до действующих Нефтегорского и Отраденского ГПЗ. При транспортировке ПНГ отмечено выпадение жидких углеводородов и воды в системе трубопроводов, что приводит к нежелательным последствиям. Генерация электроэнергии из неподготовленного попутного газа влечет за собой значительное снижение срока эксплуатации генерирующих устройств и снижение КПД на 50%. Примером тому может послужить обращение компании «GE» с просьбой подготавливать газ перед их оборудованием. Нефтяные компании, которые закупили генерационное оборудование также постоянно сталкиваются с проблемами использования неподготовленного топлива на генераторах – это детонация, вследствие чего невозможность нагрузить газопрошневые агрегаты более чем на 30%. При использовании попутного газа на собственные нужды также возникает ряд проблем, таких как засорение форсунок на горелках печей подогрева нефти и сложности в постоянстве температуры при горении газа [21].

В настоящее время технологии, предлагаемые для решения этих и других проблем, представляют из себя стандартные решения, такие как осушение газа от воды на адсорбционных или абсорбционных установках и, затем, конденсация жидких углеводородов, и, тем самым, отбензинивание попутного газа. Эти методы работоспособны и проверены временем, но и у них есть один недостаток: экономическая неэффективность. Компания ЗАО «Глоботэк» заявила, что утилизация ПНГ на малодебитных месторождениях, где объем добываемого попутного газа не более 5 млн. м<sup>3</sup>/год экономически не выгодна.

Проектируемая технология сочетает в себе одновременно два процесса подготовки газа - осушка газа от влаги и тяжелых углеводородов методом вымораживания. Стандартное же решение состоит из отдельных технологий и предполагает сначала осушку газа от влаги адсорбционным или абсорбционным способом, а затем, конденсацию углеводородов при отрицательных температурах. Также применение технологии вымораживания позволяет отказаться от применения компрессии и проводить процесс при давлении газа первой ступени. Сравнение альтернативных показателей представлено в таблице 3.

**Таблица 3 - Сравнение показателей альтернативных предложений**

Наименование	Заявляемый продукт	Продукция конкурентов		
		УППНГ-5	УППНГ-55	УУППНГ-6,5
Марка продукта	УППНГ-2.5	УППНГ-5	УППНГ-55	УУППНГ-6,5
Производитель		ЗАО "Глоботэк"	Red Mountain corp	ООО "Компрессор"
Технология подготовки газа	вымораживание влаги, отбензинивание газа	компрессия, адсорбция, низкотемпературная конденсация	компрессия, адсорбция, низкотемпературная конденсация	низкотемпературная конденсация
Стоимость предложения на подготовку 1 млн м <sup>3</sup> газа/год	9,2 млн руб	12 млн руб	16,5 млн руб	19,18 млн руб

В настоящее время предложениями по производству установок

подготовки газа занимается множество предприятий Российской Федерации и представительств иностранных компаний. Наиболее крупными являются: "РусГазИнжиниринг", г. Подольск; ОАО «НИПИГАЗПЕРЕРАБОТКА», г. Краснодар; ООО «Монолит», г. Москва; ООО "Компрессор-Энергогаз", г. Москва; ОАО "НПО Гелиймаш", г. Москва; ЗАО"НПК"УНИКМАШ", г. Москва; ЗАО «ГРАСИС», г. Москва; ЗАО «Глоботэк», г. Тольятти, Maloney Industries, Canada; Red Moutian Energy, USA; Frames, The Netherlands.

Все предложения по подготовке попутного нефтяного газа на данный момент схожи по технологии и отличаются в основном в конечной стоимости продукта. Используя стандартные методы для очистки газа от влаги и отбензинивания, говорить об окупаемости оборудования на малодебитных месторождениях не приходится.

Ниже приводятся основные недостатки некоторых предприятий производителей установок подготовки газа:

- ЗАО «Глоботэк» - применение стандартной технологии; необходимость использования компрессии газа; политика организации всецело настроена на утилизацию попутного нефтяного газа с получением целевых продуктов, не имеющих порой рынка сбыта; слабая автоматика и управление технологическими процессами; применение дешевого оборудования при относительно высокой стоимости готового изделия.
- RED MOUNTIAN corp. – применение стандартной технологии; необходимость использования компрессии газа; высокая стоимость готового изделия.
- ООО «Компрессор» - применение стандартной технологии; необходимость использования компрессии газа; высокая стоимость готового изделия.

Для исключения этих недостатков мы предлагаем производство установок первичной подготовки газа на основе метода вымораживания,

позволяющие отойти от стандартных методов подготовки и достичь на выходе с установки газа, осушенного от влаги и углеводородов  $C_{5+}$  при снижении стоимости на готовое изделие на 30%.

Конкурентоспособность УППГ-2,5, по сравнению с производимыми аналогами, обеспечивается:

- Экономической окупаемостью УППГ-2,5 при использовании на малодобитных месторождениях;
- Возможностью подготовки газа без использования компрессии;
- Качеством подготовленного газа на выходе из установки;
- Простотой эксплуатации и минимальным количеством эксплуатационных затрат;
- Низкой стоимостью готового изделия.

Все альтернативные варианты, при использовании на малых по расходу газа месторождениях обладают рядом существенных недостатков: необходимость подготовки газа, высокие энергозатраты, высокая стоимость оборудования и т.д.

Установки подготовки газа, на сегодняшний день, являются востребованным продуктом на рынке, и с каждым днем, потребность в данном продукте в РФ только возрастает. Это связано с наступлением сроков реализации «Постановления Правительства России от 8 января 2009 г. №7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» следует, что с 1 января 2012 года, плата за выбросы более 5% от общего количества, значительно возросла.

Предлагаемые установки первичной подготовки газа по своим функциям способны заменить установки комплексной подготовки газа, использующими стандартные технологии. Установка первичной подготовки газа позволяет очистить «сырой» попутный нефтяной газ от влаги (точка росы по воде до  $-40$ ) и тяжелых углеводородов  $C_{5+}$ . Установка первичной



подготовки газа изготавливается в блочно-модульном исполнении и состоит из модуля понижения точки росы. При необходимости очистки газа от сероводорода, модуль понижения точки росы комплектуется совместно с дополнительным модулем абсорбционной сероочистки.

Номинальная мощность установки должна составлять 2 500 000 н.м<sup>3</sup>/год, что соответствует потребностям рынка Самарской области и снижает возможные риски. Установка первичной подготовки газа, номинальной мощностью 2 500 000 н.м<sup>3</sup>/год (УППГ-2,5) отличается простотой технологического оборудования, тем самым упрощая процесс управления и снижая эксплуатационные затраты. Надежность работы установки будет обеспечиваться системой АСУТП. Показателями качества работы установки подготовки газа будут являться результаты хроматографического анализа состава газа на выходе с установки и их соответствие с заявленными параметрами.

Применение технологии утилизации попутного нефтяного газа с использованием вымораживания позволяет освоить рынок малодебитных низконапорных месторождений, к которым на данный момент не применимы стандартные известные методы.

Переработка газа на разрабатываемой установке переработки пнг обладает следующими достоинствами:

1. Получение товарной продукции на месторождении.
2. Высокая степень извлечения полезных фракций.
3. Работа комплекса без применения компрессии газа.
4. Совмещение процессов осушки газа и конденсации углеводородов в технологии вымораживания.
5. Простота исполнения и низкая стоимость оборудования .
6. Использование сухого газа на выходе в качестве топлива на генерационном оборудовании на нужды комплекса или месторождения.

7. Быстрая окупаемость капиталовложений проектов переработки газа, как на малодобитных месторождениях, так и на месторождениях со средним дебитом.

8. Быстрая окупаемость вложений при объемах газа к переработке от 3 млн. н.м<sup>3</sup>/год.

### **1.5 Характеристика ожидаемого результата**

Для реализации технологии будет спроектирован комплекс для предварительной подготовки нефтяного попутного газа, дополнительно присоединены блок вымораживания попутного газа и холодильный блок; блок вымораживания попутного газа содержит два, параллельно подключенных к выходу блока предварительной подготовки нефтяного попутного газа, вымораживателя, снабженных отдельными входами для газа, два сепаратора, соединенных своими входами с выходами вымораживателей, а своими выходами с выводами сжиженного углеводородного газа и дренажной жидкости; устройство подачи циркуляционного газа, выходом соединенное, через устройство подогрева, через сепараторы, блоки охлаждения, и теплообменник подогреватель газа для энергогенерирования, со своим входом.

Проектная установка по переработке попутного газа обладает следующими преимуществами перед имеющимися аналогами:

- Максимальная эффективность финансовых и капитальных вложений и уровня доходности (с позиции месторождения), а именно:
- экономичная технология для малых и средних месторождений;
- отсутствие значительных инвестиций по строительству ЛЭП и инженерных сетей для постоянного энергоснабжения новых месторождений;
- экономическая эффективность переработки газа малых объемов непосредственно на месторождении;

- небольшая занимаемая площадь благодаря компактной конструкции.
- получение в ходе эксплуатации высоколиквидных товарных продуктов: бензина газового стабильного и пропан-бутана автомобильного, имеющих огромный спрос на внутреннем рынке;
- выполнение условий лицензионных соглашений по утилизации ПНГ и отсутствие штрафов за сжигание;
- снижение влияния факторов, влияющих на возникновение парникового эффекта;
- использование побочного продукта процесса добычи сырой нефти взамен дизельного топлива позволяет снизить затраты на транспортировку топлива на огромные расстояния;
- высокая степень рентабельности с общим КПД до 90%, при одновременной выработке электрической и тепловой энергии, и до 44% при выработке только электричества;
- обеспечение бесперебойной работы с учётом колебания состава газа и наличия в нём примесей в допустимых пределах;
- максимальный коэффициент использования оборудования и его надёжность в экстремальных погодных условиях при температурах воздуха ниже  $-50^{\circ}\text{C}$ .

В дальнейшем будет исследоваться вопрос по минимизации технологии, в частности уменьшение количества основного оборудования путем переноса функций некоторых аппаратов на другие аппараты, без существенного изменения конструктива, тем самым уменьшая капитальные затраты. Такой путь развития позволит устанавливать установки на очень маленькие и истощенные месторождения (от 1,5 млн. м<sup>3</sup> газа в год), а в случае с крупным месторождением - минимизирует капитальные затраты и временные затраты.

## **1.6 Коммерциализуемость научно-технических результатов**

В силу специфики рынка технологий и продуктов, предназначенных для переработки попутного нефтяного газа, его характеристику и оценку целесообразно начать опосредованно через данные об объемах использования и сжигания попутного нефтяного газа в мире. В приложении к настоящему проекту данная специфика обуславливается тем, что рынок установок с такими уникальными конкурентными характеристиками (возможность рентабельной работы на малых и средних удаленных месторождениях с различными – в том числе, малыми - объемами газа) не сформирован. То есть фактически данная установка участвует в формировании системного рынка переработки попутного нефтяного газа. Исходя из этой предпосылки, сформулирован вывод о необходимости опосредованной оценки рынка, который является производным от рынка утилизируемого попутного нефтяного газа. Перед представлением характеристики рынка необходимо ввести важное условие, которое заключается в ниже следующем. Одной из принципиальных характеристик рынка является существенная разница в оценках показателей попутного нефтяного, даваемых различными структурами и компаниями. В настоящий момент в развитых странах мира в рамках Киотского протокола действует стандарт, согласно которому попутный нефтяной газ должен использоваться не менее чем на 95% от показателя его добычи. Как отмечают аналитики журнала «Эксперт», в этих странах нефтяные компании давно используют попутный нефтяной газ на уровне 95-98%, при этом получая от этого прибыль. Однако представленная ситуация не является качественно репрезентативной для полноценной характеристики глобального рынка. Согласно данным Национального управления океанических и атмосферных исследований США за период с 2006 года по настоящее время наблюдается тенденция улучшения показателей в вопросе сжигания попутного нефтяного газа: объемы сжигания снизились со 162 до 134 млрд. м<sup>3</sup>. Однако, как следует

из обзора аналитиков Всемирного фонда дикой природы и аудиторской компании KPMG, данное сокращение было достигнуто только лишь за счет нескольких стран, к числу которых, в первую очередь, относятся Казахстан и Россия. Снижение объемов сжигаемого газа в этих двух странах составило в совокупности 12.6 млрд м<sup>3</sup>.

Анализ представленных данных позволяет судить о потенциальном объеме рынка утилизации попутного нефтяного газа, который рассчитывается из текущего показателя сжигания. Таким образом, предельную емкость глобального рынка при сохранении имеющихся тенденций можно определить как 134 млрд м<sup>3</sup>. Однако следует иметь в виду следующие моменты: - часть из этих стран достигают уровня переработки в 95% (так по данным аналитиков информационной телепередачи «Вести» в Казахстане уровень утилизации попутного нефтяного газа в 2014 году составил 96%, по данным Интернет-ресурса «Нефть, газ и фондовый рынок» данный показатель в США составляет 97%), что требует выборки только части наиболее значимых стран; - представленный показатель ежегодно корректируется на величину сокращения объемов сжигания в отдельных странах. Таким образом, для оценки емкости рынка выделим наиболее значимые страны, входящие в него: Россия, Нигерия, Иран и Ирак.

Их совокупный объем сжигания попутного нефтяного газа составляет 70.8 млрд м<sup>3</sup>. При сохранении имеющихся тенденций предельную величину емкости глобального рынка можно спрогнозировать в размере порядка 60-65 млрд м<sup>3</sup>.

Для оценки емкости рынка в денежном выражении целесообразно воспользоваться данными о ежегодной упускаемой прибыли от сжигаемого попутного газа по России. Точно подсчитать ущерб невозможно: в стране до сих пор нет точной статистики ни по добыче, ни по сжиганию попутного нефтяного газа. На этот счет существуют также разные экспертные оценки.

Доля глобального рынка составляет порядка 19 миллиардов долларов, а

доля внутреннего российского рынка порядка 5 миллиардов.

Ввиду того, что технология переработки попутного нефтяного газа, предполагаемая для использования в настоящем проекте, не представлена на рынке, предложения по утилизации попутного нефтяного газа в малых объемах и такого («жирный» газ, содержащий сероводород) состава попросту отсутствуют из-за дороговизны, либо технической невозможности предлагаемых технологий. В качестве обоснования данного тезиса можно привести комментарий Али Аджиева, главного научного сотрудника ОАО «НИПИгазопереработка», который утверждает, что месторождения с ежегодным объемом попутного нефтяного газа до 25 млн.м<sup>3</sup> либо низко рентабельны, либо заведомо убыточны. Однако низконапорные факела, особенно после концевых сепарационных установок, существуют практически на любом нефтяном или газоконденсатном месторождении и, как правило, приборы учета на них не установлены. По опыту членов команды проекта известно, что такой газ составляет от 5 до 10% от общего объема добываемого попутного нефтяного газа, то есть емкость потенциального рынка утилизации только низконапорного попутного газа составляет около 3-6 млрд. м<sup>3</sup>. от глобального рынка и около 2-3.5 млрд. м<sup>3</sup>. внутреннего российского рынка, что в денежном выражении составляет 1.9 и 0.5 млрд.дол. соответственно. В совокупности наибольшую долю по объему сжигания попутного нефтяного газа имеют Россия, Нигерия и Иран и Ирак. Их совокупный объем сжигания попутного нефтяного газа составляет 70.8 млрд м<sup>3</sup>, что в относительном выражении равно 52.8% или более чем половине от мирового объема сжигания. Исходя из этих данных и экспертных оценок уровней сжигания в развитых странах, локализацию глобального рынка можно представить тремя группами по мере нарастания емкости рынок [10].

1. Развитые страны. Уровень переработки попутного нефтяного газа в данных странах составляет 95-98%. Рынок насыщенный и наименее емкий.

Однако следует отметить, что в большинстве стран предусмотрены существенные экологические штрафы за сжигание попутного нефтяного газа при большом количестве малых нефтяных компаний, что делает зарубежные рынки, привлекательными для услуги проекта.

2. Страны, совокупная емкость рынка которых достаточно велика, однако рынок каждой страны в отдельности также в достаточной степени насыщен.

3. Россия, Нигерия, Иран и Ирак. Страны с наименее насыщенными рынками. Наиболее привлекательны для работы. В частности, за счет прогнозируемых мер стимулирования рынка со стороны государства. Так в Российской Федерации штрафы за сжигание попутного нефтяного газа вырастут в десятки раз. По прогнозам аналитиков информационной телепередачи «Вести» размер штрафов, которые уплатят российские нефтяные компании, может составить до 16,5 млрд. руб. (для сравнения, данный показатель в 2013 году составил 0,35 млрд. руб.).

Сегодня в России насчитывается более двухсот малых и средних нефтедобывающих предприятий. Как правило, они работают на небольших, сложных по геологической структуре месторождениях в старых районах добычи - Коми, Татарстане, Ханты-Мансийском автономном округе. В большинстве случаев мелкие производители проявляют себя как суперэффективные собственники: на их долю приходится 27-30 процентов вводимых в эксплуатацию месторождений, объемы проходки и эксплуатационного бурения втрое превышают среднероссийские показатели.

Темпы роста рынка можно охарактеризовать со следующих сторон. Странами, в основном влияющими на общемировой объем сжигания попутного нефтяного газа, как уже было отмечено, являются Россия, Нигерия, Иран и Ирак. При этом в трех из четырех стран показатели объема сжигания в динамике практически не изменились. Таким образом, наиболее значимое влияние на изменения в показателе уровня переработки попутного

нефтяного газа оказывает Российская Федерация. В настоящий момент по данным официальной статистики уровень полезного использования попутного нефтяного газа в России составляет 70%. В соответствии с государственной политикой Российской Федерации в области повышения энергоэффективности, данный показатель уже в 2017 году должен составлять 95%. Однако на этот счет существуют экспертные оценки, в частности, аналитиков из KPMG, которые прогнозируют, что при сохранении нынешних трендов проблема выхода на целевые уровни переработки попутного нефтяного газа может быть решена не ранее, чем к 2019 году. На заседании президиума Государственного совета Российской Федерации, в свою очередь, было отмечено, что уровень использования попутного нефтяного газа в 2017 году составит порядка 76.3%, а в 2018 - 83%.

Аналитические данные и расчеты позволяют судить, что потенциал рынка для вывода на него установки по переработке попутного нефтяного газа более чем достаточен. Исходя из представленных ранее аналитических выкладок доля рынка переработки попутного нефтяного газа в России по наименьшей оценке составляет около 26,3 млрд.м<sup>3</sup>, что в денежном эквиваленте составляет 5 млрд.дол. Конкретный размер целевого рынка сложных малых и средних нефтяных месторождений возможно экстраполировать из данных оценок в размере 0,5млрд.дол. Что в количестве установок составит около 27 000 штук, что составляет значительный объем рынка. Предлагаемая технология по переработке попутного нефтяного газа обладает следующими ключевыми характеристиками:

- уникальной инновационной технологией по переработке попутного нефтяного газа;
- стоимостью, позволяющей установке быть рентабельным продуктом для нефтяных компаний, в том числе, при работе на малых и средних удаленных месторождениях.

Эти характеристики позволяют выделить целевые сегменты рынка, на



которые направлен настоящий проект. Такими сегментами являются:

- малые и средние нефтедобывающие компании России, для которых имеющиеся в настоящий момент на рынке методы и технологии по переработке попутного нефтяного газа являются невозможными к применению с финансовой позиции, либо с позиции технологической непригодности к их месторождениям;
- крупные нефтяные компании России, имеющие малые и средние удаленные месторождения, на данный момент не являющиеся рентабельными для переработки попутного нефтяного газа при имеющихся на рынке методах и технологиях;
- нефтедобывающие компании России, стремящиеся снизить себестоимость и повысить рентабельность переработки попутного нефтяного газа за счет использования новых инновационных методов и технологий;
- аналогичные по параметрам зарубежные нефтяные компании.

Необходимо отметить, что за рубежом малые нефтяные компании, оперирующие малыми месторождениями более распространены, что позволяет прогнозировать перспективность данных рынков для продукции проекта.

## **ГЛАВА 2. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА**

### **2.1. Описание модульного оборудования для реализации разрабатываемой технологии**

В рамках данной работы разрабатывается технология, в частности установка понижения точки росы по воде и углеводородам нефтяного попутного газа максимальной мощностью 2,5 млн н.м<sup>3</sup>/год по сырьевому потоку. Установка обеспечивает понижение точки росы по воде и углеводородам до -40 °С и увеличение метанового числа нефтяного попутного газа.

Установка понижения точки росы будет применяться для подготовки нефтяного попутного газа перед использованием потребителем. Потребителями подготовленного газа будут установки по выработке электрической энергии (газопоршневые электростанции или др.), тепловой энергии или другие устройства которым необходим подготовленный газ. Установка должна иметь небольшие габаритные размеры и легко транспортироваться автомобильным или железнодорожным транспортом к месту подготовки газа. Дополнительно вместе с модулем (при необходимости) устанавливается коммерческий или оперативный узел учёта по измерению количественных и качественных показателей газа.

Установка должна удовлетворять требованиям правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-03), общих правил взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств (ПБ 09-540-03), правил безопасности для газоперерабатывающих заводов и производств (ПБ 08-622-03), правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением (ПБ 03-576-03), правил устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов (ПБ 03-585-03), правил

устройства электроустановок (ПУЭ), правил пожарной безопасности в Российской Федерации (ППБ 01-03), правил устройства и безопасной эксплуатации холодильных установок (ПБ 09-592-03).

Установка предназначена для понижения точки росы по воде и углеводородам в нефтяном попутном газе, а так же для повышения метанового числа.

Установка предназначен для эксплуатации в макроклиматических районах с умеренным (У1) и холодным климатом (УХЛ1) по ГОСТ 15150-69. Модуль предназначен для работы в районах с сейсмичностью до 8 баллов.

Максимальная мощность установки 2,5 млн. н.м<sup>3</sup>/год

Максимальное время простоя установки не более 480 час/год.

Эффективное время работы установки не менее 8280 час/год.

Параметры исходного сырья представлены в таблице 4.

**Таблица 4 - Параметры исходного сырья**

№	Параметры	Минимальное значение	Номинальное значение	Максимальное значение
1	Температура НПГ на входе в модуль, °С	+5	+25	+40
2	Давление НПГ на входе в модуль, кгс/см <sup>2</sup> (абс.)	2,0	2,3	5,0
3	Расход НПГ, н.м <sup>3</sup> /час	145	240	290

Состав исходного сырья представлен в таблице 5.

**Таблица 5 - Состав исходного сырья:**

№	Название	Мол. вес	% об.	% масс.	Расход, нм <sup>3</sup> /ч	Расход, кг/ч
1	Вода	18,02	1,404	1,081	4,064	3,269
2	Сероводород	34,08	0,000	0,000	0,000	0,000
3	Углекислый газ	44,01	0,828	1,558	2,397	4,710
4	Азот+редкие	28,01	1,538	1,842	4,452	5,567
5	Метан	16,04	74,430	51,036	215,439	154,270
6	Этан	30,07	5,482	7,047	15,868	21,301
7	Пропан	44,09	8,085	15,238	23,402	46,062
8	Изобутан	58,04	2,169	5,382	6,279	16,268
9	н-бутан	58,04	3,747	9,296	10,845	28,100
10	Изопентан	72,05	0,937	2,885	2,711	8,721
11	н-пентан	72,05	0,838	2,581	2,426	7,803
12	Гексаны	86,06	0,444	1,632	1,284	4,934
13	Гептаны	100,07	0,099	0,422	0,285	1,275
14	Октаны	114,08	0,000	0,000	0,000	0,000
15	Остаток	142,10	0,000	0,000	0,000	0,000
			100,00	100,00	289,45	302,28

Надёжную работу установки должна обеспечивать система контроля и автоматизации технологических параметров. В случае выхода за пределы нормальных параметров аварийное отключение оборудования должна обеспечивать автономно работающая система противоаварийной защиты. Необходимо предусмотреть резерв по динамическому оборудованию.

Климатическое исполнение оборудования установки находящегося на открытой площадке УХЛ1 или У1 по ГОСТ 15150-69, оборудования находящегося внутри блок-бокса или здания УХЛЗ или УЗ.

В состав установки должны входить:

- стадия предварительной конденсации влаги. Стадия должна состоять из теплообменника охлаждающего входящий НПП до +5...+10 °С, из него

выпадает конденсат который отделяется от газа на сепараторе и выводится из модуля;

— стадии вымораживания влаги. Стадия должна состоять из двух теплообменников-вымораживателей работающих попеременно, один на вымораживание, другой на оттаивание. Газ проходя теплообменник-вымораживатель должен охлаждаться до  $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;

— стадия получения холода/тепла. Стадия должна состоять из 2-х холодильных машин из которых 1 резервная и обеспечивать необходимым холодом/теплом стадию вымораживания влаги.

При необходимости на трубопроводе подготовленного газа устанавливается коммерческий или оперативный узел учёта по измерению количественных и качественных показателей газа.

Электрические аппараты и приборы (измерительная и регулирующая техника, техника связи, датчики, приводы, нагревательные элементы, посты управления, пускатели электродвигателей, соединительные, ответвительные и проходные коробки для сигнальных проводок : для аппаратов и приборов, искрящих или подверженных нагреву выше  $80\text{ }^{\circ}\text{C}$  допустимый уровень взрывозащиты 2ExdIIAT3 или 2ExeIIAT3 , допустимый уровень пыле-, влагозащиты IP54. для аппаратов и приборов, не искрящих и не подверженных нагреву выше  $80\text{ }^{\circ}\text{C}$  требований к взрывозащите нет, требования к пыле-влагозащите IP54 электрические светильники: допустимый уровень взрывозащиты 2ExdIIAT3, допустимый уровень пыле-, влагозащиты IP54.

Модуль выполнить на раме которая должна быть выполнена с соблюдением следующих условий:

- статическая и динамическая устойчивость конструкции, позволяющая неоднократно перемещать модуль при передислоцировании;
- обеспечение свободного доступа к установленному внутри модуля оборудованию для эксплуатации, обслуживания и ремонта;

- обеспечение свободного демонтажа оборудования;
- обеспечение максимальной заводской готовности модуля;
- использование несущих конструкций модулей в качестве стоек эстакад (трубопроводных, кабельных);
- для защиты от коррозии все детали модуля должны быть очищены от грязи и окрашены в соответствии с цветографической схемой, принимаемой для модуля в рабочем проекте.

Длина установки должна составлять не более 12м, ширина не более 3,2, высота 4,5м, масса модуля не должна превышать 12 тонн.

Установка должна транспортироваться железнодорожным или автомобильным транспортом. Для устойчивости и сохранности блок-контейнеров в процессе перевозки их автотранспортом скорость движения автомашин должна быть ограничена на дорогах с асфальтобетонным и другим твердым покрытием до 50 км/ч, на дорогах с гравийным и булыжным покрытием – до 30 км/ч, на грунтовых дорогах – 15 км/ч.

## **2.2 Описание технологической схемы процесса**

Нефтяной попутный газ выделившийся из нефти в установке по подготовке и перекачки нефти может быть сожжен на факельной установке. В рамках работы разработана технология утилизации газа, связанной с выделением ценной фракции сжиженных углеводородных газов и получения сухого отбензиненного газа соответствующего ГОСТ 5542-87. Технологическое оборудование объединено в два контура: газовый и холодильный. В газовый контур объединено оборудование предназначенное для нагрева и охлаждения потоков, разделения жидких и газовых компонентов, насосное оборудование. Основным аппаратом является вымораживатель, который несет двойную функцию. Конденсацию легких углеводородов, содержащих в нефтяном попутном газе и осушку газа методом вымораживания. Для обеспечения непрерывного режима работы в схеме предусмотрены два аппарата. Один

находится в рабочем режиме, второй в режиме регенерации. Сухой отбензиненный газ охлаждает потоки газа входящего на установку. Холодильный контур включает парокompрессионную холодильную установку, хладагентом является фреон R-32. В схеме предусмотрены два компрессора для обеспечения возможности ремонта и технического обслуживания. Подробное описание контуров приведено ниже:

Основной контур (газовый):

Нефтяной попутный газ далее нефтяной попутный газ из установки подготовки и дегазации нефти поступает на вход в установку утилизации. На входе предусмотрена система сброса газа на факел в случае продувки, аварийных ситуаций и на случай прекращения потребления подготовленного газа. Нефтяной попутный газ поступает на рекуператор Т-01 где охлаждается до  $+5...+10$  °С потоком осушенного газа и из него выпадает водяной конденсат. Нефтяной попутный газ с конденсатом поступает в сепаратор Е-01, где конденсат отделяется от газа и насосом Н-01 откачивается в дренажную емкость Е-07. Нефтяной попутный газ из сепаратора поступает в один из вымораживателей Т-03/1 или Т-03/2 (второй вымораживатель в это время работает в режиме оттаивания) где охлаждается до  $-30$  °С, из газа выпадает конденсат сжиженных углеводородных газов и на трубчатке в виде льда вода. Нефтяной попутный газ со сжиженными углеводородными газами подается в сепаратор Е-02/1, Е-02/2 в котором газ отделяется от жидкой фазы, сжиженные углеводородные газы из сепаратора откачивается насосом Н-02 в складскую ёмкость или на дальнейшую переработку. Далее газ из сепаратора Е-02 подаётся в подогреватель Т-02 где подогревается до  $-3...0$  °С промежуточным теплоносителем и направляется во входной рекуператор Т-01 где отдаёт холод входному газу нагреваясь до  $+10...+20$  °С. Очищенный от сжиженных углеводородов и воды сухой отбензиненный газ направляется потребителю. Потребителем могут быть объекты электроэнергетики, теплогенерирующие установки, внутренние нужды

объектов инфраструктуры месторождений и т.п.

Холодильный контур:

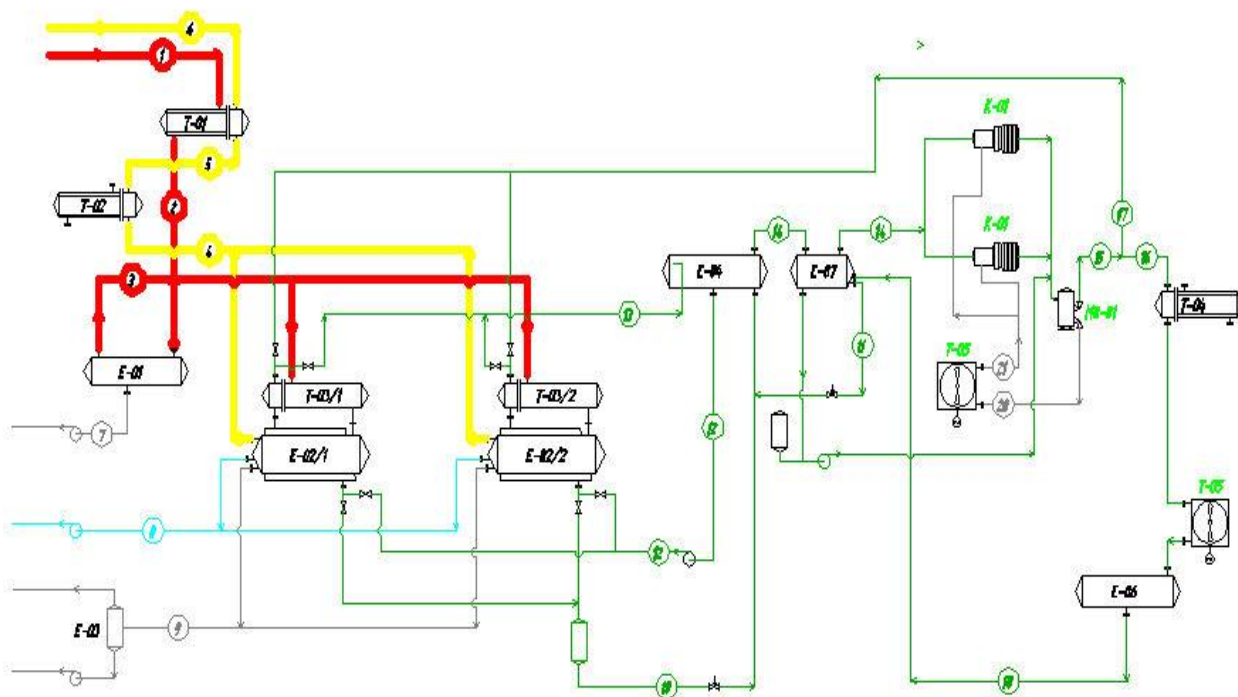
Жидкий фреон из ресивера E-06 проходя фильтр-осушитель направляется через дроссель в рубашку сепаратора E-02 где вскипает при  $T=-40^{\circ}\text{C}$  и поступает в вымораживатель T-03. Газообразный фреон из вымораживателя T-03 проходит через промежуточные сепараторы E-4, E-7 на всас компрессора K-01 где сжимается до давления  $P=1,75\text{МПа}$  и направляется в маслоотделитель. В маслоотделителе от фреона отделяется масло и возвращается в компрессор, фреон из маслоотделителя направляется в конденсаторы T-04 где часть фреона конденсируется отдавая тепло промежуточному теплоносителю. Фреон из конденсатора T-04 направляется в воздушный конденсатор T-05 где конденсируется несконденсированный фреон. Жидкий фреон из T-05 направляется в ресивер E-06 и далее цикл повторяется.

Часть потока сжатого фреона, после маслоотделителя, направляется в трубное пространство вымораживателя T-03, где отдает тепло замороженному в межтрубном пространстве теплообменника льду. Вода стекает в сепаратор и удаляется в емкость E-03, для последующего отделения растворенных газов и утилизации. Таким образом происходит регенерация вымораживателя.



## ГЛАВА 3. РАСЧЕТ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА И ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

### 3.1 Материальный баланс



Материальный баланс процесса отражается следующей системой уравнений:

$$\begin{aligned} G_1 &= G_2 = G_3 + G_7 \\ G_3 &= G_4 + G_8 \\ G_4 &= G_5 \end{aligned} \quad (1)$$

Потоки 1, 2, 3 характеризуют неподготовленный нефтяной попутный газ. Потоки 4, 5, 6 расход и свойства осушенного газа. Поток 8 характеризует сконденсированные углеводороды. Потоки 10-18 отражают свойства и расход фреона холодильной системы. Потоки 19, 20 характеризуют масляные линии компрессорного агрегата. Поток 7,9 отражает расход и состав воды удаленной из газа.

Расчеты составов потоков производились с помощью компьютерного моделирования с применением программы «Технолог» и hysys. Данные материального баланса сведены в таблицу 6.

**Таблица 6 - Материальный баланс**

Характеристика		Расход кг/ч				
№	Название	1,2,3	4,5,6	7	8	9
1	Вода	3,269	0	0,981	0	2,288
2	Сероводород	0,000	0	0	0	0
3	Углекислый газ	4,710	3,768	0	0,942	0
4	Азот+редкие	5,567	5,511	0	0,056	0
5	Метан	154,270	148,099	0	6,171	0
6	Этан	21,301	15,762	0	5,539	0
7	Пропан	46,062	16,582	0	29,48	0
8	Изобутан	16,268	2,440	0	13,828	0
9	н-бутан	28,100	3,091	0	25,009	0
10	Изопентан	8,721	0,349	0	8,372	0
11	н-пентан	7,803	0,234	0	7,569	0
12	Гексаны	4,934	0,049	0	4,885	0
13	Гептаны	1,275	0,05	0,95	0,25	0,025
		302,28	195,935	1,931	102,101	2,313

Из уравнений материального баланса

$$G_1 = G_2 = G_4 + G_7 + G_9 \quad (2)$$

Разница составляет менее одного процента

На основании данных материального баланса можно рассчитать оборудование для реализации технологии.

### 3.2 Расчет вымораживателя

Вымораживатель является основным аппаратов технологической схемы. Конструктивный расчет выполнен в программе «Теплос». Выбор программы обусловлен возможностью выбрать оптимальные параметры аппарата выполнив количество промежуточных расчетов, а также удобством изменения параметров теплообменного аппарата.

В результате предварительных расчетов выберем теплообменник со следующими характеристиками, которые представлены в таблице 7:

**Таблица 7 - Характеристические данные**

Тип теплообменника	Конденсация смеси-испарение
Тип конструкции аппарата	Кожухотубный
Форма кожуха	Цилиндрический
Оребрение	Без ребер
Перегородки	Без перегородок
Тип тока теплоносителей	Смешанныйток
Место горячего потока	Горячий в межтр. пр-ве
Тип расчета	проектный
Форма труб	U-образный
Ориентация аппарата к горизонтали	Горизонтальный

В трубном пространстве теплообменника кипит жидкий фреон, а в межтрубном пространстве конденсируется часть углеводородов содержащихся в нефтяном попутном газе. Состав потоков приведен в таблице 8.

**Таблица 8 - Состав потоков**

Поток в трубках	% масс.	Поток в межтрубном пространстве	% мол.
1	2	3	4
C <sub>2</sub> H <sub>3</sub> F <sub>3</sub>	100	CO <sub>2</sub>	0,945
		N <sub>2</sub>	1,991
		CH <sub>4</sub>	75,076
		C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	5,529
		C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	8,155
		C <sub>4</sub> H <sub>10-н</sub>	2,188

**Продолжение таблицы 8**

1	2	3	4
		C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> -и	3,779
		C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> -н	0,945
		C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> -и	0,845
		C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,448
		C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,099

Для расчета теплообменного аппарата необходимы следующие данные, которые представлены в таблице 9.

**Таблица 9 - Технологические характеристики сред**

Технологические данные	Размерность	Трубки	Межтрубное пространство
Температура потока на входе	С	-45,7673	10
Температура потока на выходе	С	-45,7673	-40
Температура насыщения	С	-45,7673	-45,3327
Давление потока	ата	1,11	2,3
Паросодержание потока на входе	б/р	0	
Паросодержание потока на выходе	б/р	0,25	
Расход потока	кг/час	737,445	301
Расход конденсата	кг/час	0	38,442
Теплоемкость паровой фазы	кДж/(кг*К)	0,786	1,817
Теплопроводность паровой фазы	Вт/(м*К)	0,009	0,0239
Вязкость паровой фазы	кг/(м*с)	0,000009	0,00000968
Плотность паровой фазы	кг/м <sup>3</sup>	5,029	2,406
Теплоемкость жидкой фазы	кДж/(кг*К)	1,292	1,914
Теплопроводность жидкой фазы	Вт/(м*К)	0,12	0,163
Вязкость жидкой фазы	кг/(м*с)	0,000008	0,00034
Плотность жидкой фазы	кг/м <sup>3</sup>	793,356	658,117
Поверхностное натяжение потока	Н/м	0,013	0
Теплота конденсации/испарения	кДж/кг	226,953	411,256

Примем следующие характеристики теплообменного аппарата, которые представлены в таблице 10.

**Таблица 10 - Конструктивные данные теплообменного аппарата**

<b>Конструктивные данные</b>	<b>Размерность</b>	<b>Значение</b>
Внутренний диаметр кожуха	мм	309
Наружный диаметр теплообменных труб	мм	18
Толщина теплообменных труб	мм	2
Поперечный шаг труб	мм	26
Число ходов по трубам	б/р	2
Число труб	шт	86
Длина теплообменных труб	мм	1254
К-т теплопроводности труб	Вт/(м*К)	2,2
К-т теплопередачи	Вт/(м <sup>2</sup> *К)	104
Поверхность теплообмена	м <sup>2</sup>	6,1
К-т термического загрязнения в трубах	(м <sup>2</sup> *К)/Вт	0,00015
К-т термич. Загрязнения в межтр пр-ве	(м <sup>2</sup> *К)/Вт	0,00015
Шероховат. Внутренней пов-ти труб	мм	0,2
Шероховат. Внешней пов-ти труб	мм	0,2
К-т линейного расширения материала труб	1/град	0,0000096
К-т линейного расширения материала кожуха	1/град	0,0000126
Тепловые потери в окр.среду	%	3
Запас пов-ти	%	20

Результаты расчета представлены в таблицах 11 и 12.

**Таблица 11- Результаты расчета**

<b>Характеристика</b>	<b>Размерность</b>	<b>Трубки</b>	<b>Межтр. пр-во</b>
Площадь проходного сечения	м <sup>2</sup>	0,00662	0,053
Скорость потока	м/с	0,1	0,574
Критерий Рейнольдса	б/р	3395	5200
К-т теплопередачи	Вт/(м <sup>2</sup> *К)	761	152
Гидравлическое сопротивление	кг/см <sup>2</sup>	0,0000392	0,0000319
Средняя температура потока	С	-45,767	-15

**Таблица 12- Результаты расчета**

<b>Характеристика</b>	<b>Размерность</b>	<b>Значение</b>
Тепловая нагрузка на аппарат	МВт	0,0116
Температура внутр. Стенки трубы	С	-41,571
Температура наруж. Стенки трубы	С	-36,01
Средняя температура стенки труб	С	-38,79
Температурный напор	С	22,036
Разн. температур м/у кожухом и трубами	С	23,79
Разность удлинений кожуха и труб	мм	0,155

Разница удлинений кожуха и корпуса не превышает 1мм. Значит, теплообменный аппарат выдержит условия эксплуатации. Соответственно принятые размеры кожуха, труба также их количества верны. Аппарат достаточно компактен и удовлетворяет требованиям предъявляемым к габаритам оборудования данной работы.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках данной работы предложена эффективная технология переработки нефтяного попутного газа малодебетных и низконапорных месторождений, обладающая значительными преимуществами перед конкурентными предложениями. Выполнены необходимые расчеты основных аппаратов, позволяющие подтвердить эти выводы.

Предложенная технология позволяет упростить технологический процесс, снизить выброс загрязняющих веществ и уменьшить тепловое загрязнение окружающей среды, уменьшить плату за выброс загрязняющих веществ.

Переработка газа на разрабатываемой установке с мощностью 2 500 000 н.м<sup>3</sup>/год пнг позволяет обеспечить:

1. Получение товарной продукции на месторождении (пропан-бутан автомобильный – 800 т./год, газ горючий природный – 2000000 н. м<sup>3</sup>/год, бензин газовый стабильный – 425 т./год.).

2. Высокую степень извлечения полезных фракций.

3. Работу комплекса без применения компрессии газа.

4. Совмещение процессов осушки газа и конденсации углеводородов в технологии вымораживания.

5. Простоту исполнения и низкую стоимость оборудования – 22 500 000руб.

6. Использование сухого газа на выходе в качестве топлива на генерационном оборудовании на нужды комплекса или месторождения.

7. Быструю окупаемость вложений при объемах газа к переработке от 3 млн. н.м<sup>3</sup>/год.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Клименко А.П., Сжиженные углеводородные газы, 3 изд., М., 1974.
2. Совершенствование процессов сепарации нефти и сбора нефтяного газа на месторождениях Западной Сибири. Обзор, М., 1979.
3. Берлин М. А., Горсченков В. Г., Волков Н. П., Переработка нефтяных и природных газов, М., 1981.
4. Добыча нефтяного газа, М., 1983. М. А. Берлин. Г.М. Карпенко. Технология и техника добычи нефти Мирзаджанзаде.
5. Нефтяники заплатят за попутный газ, Газета «Коммерсантъ». № 157(3733) от 31.08.2007.
6. Нефтедобывающая отрасль - основной источник загрязнения воздуха в РФ, МОСКВА, 13 фев - РИА Новости.
7. Попутный газ пошел по рукам. Чиновники ищут способ убедить нефтяников в полезности переработки попутного нефтяного газа. <http://www.rbsys.ru/print.php?page=937&option=media>.
8. Правительство РФ отменило госрегулирование цен на нефтяной попутный газ. <http://www.gzt.ru/business/2008/02/13/105536.html>.
9. «СИБУР» и «Роснефть» выполняют волю президента, Эксперт-Урал №26 (289) 9 июля 2007.
10. Переработка попутного газа на нефтепромыслах: сегодняшний день и перспективы. [http://www.energосyntop.com/texts/26/index.php?PAGEN\\_1=1#nav\\_start](http://www.energосyntop.com/texts/26/index.php?PAGEN_1=1#nav_start).
11. Попутный нефтяной газ. Способы утилизации ПНГ. <http://www.manbw.ru/analytics/png.html>.
12. Попутный нефтяной газ, утилизация, обустройство месторождений, переработка, промысловая подготовка - "под ключ". <http://www.ckbnm.ru/index.html>.



13. Переработка нефти. <http://globotek.ru/page.php?Cat=5>.
14. Газовые двигатель – генераторы.  
<http://www.volgadisel.fis.ru/product/7496197>.
15. О технологии каталитической переработки нефтяного (попутного) газа "БЕНЗАР". <http://www.karta-smi.ru/pr/33231>.
16. Гуревич Г. Р., Соколов В. А., Шмыгля П. Т., Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления, М., 1976.
17. Коротаев Ю. П., Закиров С. Н., Переработка попутного нефтяного газа на сложных месторождениях, М., 1988.
18. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений, М., 1981.
19. Техническое предложение на энергоблоки для станции электрической газотурбинной Тромъеганского месторождения.  
[http://www.nedraproekt.com/base/doc/TP\\_na\\_Tromqegan.doc](http://www.nedraproekt.com/base/doc/TP_na_Tromqegan.doc).
20. ЗВЕЗДА-ЭНЕРГЕТИКА - комплексные энергетические решения.  
[http://www.energostar.com/solution/index.php?ELEMENT\\_ID=2052](http://www.energostar.com/solution/index.php?ELEMENT_ID=2052).
21. Технология переработки природного газа и конденсата В.И. Мурин, Н.Н. Кисленко, Ю.В. Сурков – М:ООО «Недрабизнесцентр», 2002.
22. [http://www.wwf.ru/about/what\\_we\\_do/climate/kyoto/doc28](http://www.wwf.ru/about/what_we_do/climate/kyoto/doc28).
23. Данилов-Данильян В.И. Киотский протокол: критика критики. – ЭСКО (Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы»). 2003. № 3. [http://www.esco-ecosys.narod.ru/2003\\_3/art60.htm](http://www.esco-ecosys.narod.ru/2003_3/art60.htm).
24. Грицевич И. Г., Кокорин А. О. 2006а. Энергетическая безопасность и проблема изменения климата. Диалог: Россия – Европейский Союз: WWF России, М.: – 32 с. [www.wwf.ru](http://www.wwf.ru).
25. Грицевич И. Г., Кокорин А. О., Луговой О. В., Сафонов Г. В. 2006б. Развитие энергетики и снижение выбросов парниковых газов. Международные обязательства на период после 2012 г. WWF России, М.

26. МГЭИК, 2007 (IPCC): Четвертый оценочный доклад Межправительственной группы экспертов по изменению климата (IPCC). [www.ipcc.ch](http://www.ipcc.ch).

27. МЭРТ, 2006. Министерство экономического развития. Аналитические материалы для подготовки предложений к позиции Российской Федерации по вопросу будущих обязательств по снижению антропогенных выбросов парниковых газов на период после 2012 года (статья 3.9 Киотского протокола). [www.economy.gov.ru](http://www.economy.gov.ru).

28. РКИК ООН, 2006. Документы и решения Рамочной конвенции ООН по изменению климата находятся на сайте [www.unfccc.int](http://www.unfccc.int).

29. Стратегический прогноз изменений климата Российской Федерации на период до 2010-2015 гг. и их влияния на отрасли экономики России, 2005. Росгидромет. М.: 28 стр.

30. Четвертое Национальное сообщение Российской Федерации по Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата, 2006. Росгидромет, М., 164 с. [www.unfccc.int](http://www.unfccc.int).

31. Справочник по добыче нефти/В.В.Андреев, К.Р. Уразаков, В.У. Далимов и др.; Под ред. К.Р. Уразакова. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. - 374 с.

32. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа: Учебное пособие для вузов. Уфа: Гилем, 2002. 672 с.

33. Геология нефти и газа: Учебник для вузов /Э.А. Бакиров, В.И. Ермолкин, В.И. Ларин и др.; Под ред. Э.А. Бакирова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недрa,1990. 240 с.

34. Геология и геохимия нефти и газа: Учебник / О.К. Баженова, Ю.К. Бурлин, Б.А. Соколов, В.Е.Хаин; Под ред. Б.А. Соколова. – М.; Изд-во МГУ, 2000. – 384 с.

35. Теоретические основы химических процессов переработки нефти: Учебное пособие для вузов. – Л.: Химия, 1985, 280 с.

36. Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов: Справочник / И.Д. Амелин, В.А. Бадьянов, Б.Ю. Вендельштейн и др.; Под ред. В.В. Стасенкова. – М.: Недра, 1989. – 270 с.
37. Расчеты основных процессов и аппаратов нефтепереработки / под ред. Е.Н. Судакова. - М.: Химия, 1979. – 266 с.
38. Зефирова Н.С. Химическая энциклопедия. – Т 4., М., Большая Российская энциклопедия, 1995.
39. Соловьянов А.А., Андреева Н.Н., Крюков В.А., Лятс К.Г. Стратегия использования попутного нефтяного газа РФ. – М.: ЗАО Редакция газеты «Кворум», 2008. – 320 с.
40. Соколов С.М., Щербинин И.А., Тарасов М.Ю. /Нефтяное хозяйство, 2010, №4, 111 с.
41. Филипенко А.В. Сырьевая база нефтедобычи и недропользования в ХМАО. – Екатеринбург: Изд.дом «Пакрус», 2001. –144 с.
42. Гриценко А.И., Акопова Г.С., Максимов В.М. Экология. Нефть и Газ. – М.: Наука, 1997. – 598 с.
43. Полищук Ю.М., Березин А.Е., Дюкарев А.Г., Токарева О.С. Экологическое прогнозирование воздействий нефтегазового комплекса на природную среду Западной Сибири с использованием ГИС-технологий // География и природные ресурсы. – 2001. №2. С. 43-49.
44. Полищук Ю.М., Токарева О.С. Методология и организация эколого-географических исследований воздействия нефтедобычи на природную среду. Теория, методы и практика. – Нижневартовск: Изд-во «Приобье», 2000. С. 75-78.
45. Паренаго О.П., Давыдова С.Л. Экологические проблемы химии нефти // Нефтехимия. – 1999. – Т. 39. № 1. С. 3-13.
46. Абросимов А.А. Экология переработки углеводородных систем / А.А. Абросимов. - М: Химия, 2002. – 608 с.
47. Байков Н. Перспективы российской нефтегазовой

промышленности и альтернативных источников энергии / Н. Байков, Р. Гринкевич // Мировая экономика и международные отношения. – 2008. - №6. – С.49-56.

48. ГОСТ 9572-93 Бензол нефтяной. Технические условия. – СПС Кодекс.

49. Демина Е.В. Экологические проблемы при разработке нефтяных и газовых месторождений /Е.В. Демина // Экология: проблемы и пути решения: Тез. докл./Перм. ун-т. – Пермь, 1997. – С. 37-40.

50. Елдышев Ю.Н. Когда погаснут факелы на нефтепромыслах? / Ю.Н. Елдышев // Экология и жизнь. – 2007 – №10. – С. 58-61.

51. Мартюшева М.С. Влияние выбросов факельных установок газокompрессорных станций на естественные фитоценозы / М.С. Мартюшева // Пермский аграрный вестник. – 2008. – С.94-96.

52. Артемьева А. А. Анализ характера влияния нефтедобычи на здоровье населения Удмуртии// Вестник УдмГУ, Сер. Науки о Земле, 2006, № 11. <http://vestnik.udsu.ru/2006/2006>.

53. Бушуев В. В., Соловьянов А. А., Журавлев В. Г., Чернегов Ю. А. Мониторинг и проектирование эффективных технологий топливно-энергетического комплекса. — М.: ВНИИОЭНГ, 1995.

54. Книжников А.Ю., Пусенкова Н. Н. Проблемы и перспективы использования нефтяного попутного газа в России // Ежегодный обзор. Вып. 1. — М., 2009. <http://www.wwf.ru/resources/publ/book/337>.

55. Коржубаев А.Г., Ламерт Д. А., Эдер Л. В. Проблемы и перспективы эффективного использования попутного нефтяного газа в России. // Бурение и нефть, 2012, № 04.

56. Костин А. А. Популярная нефтехимия. Увлекательный мир химических процессов. — М.: Ломоносовь., 2013.

57. Маганов Р. У., Макарова М. Ю. и др. Природоохранные работы на предприятиях нефтегазового комплекса. Ч. 1. Рекультивация загрязненных

нефтью земель в Усинском районе Республики Коми. —Сыктывкар: Научный центр УроРАН, 2006.

58. Пиковский Ю. И. Природные и техногенные потоки углеводородов в окружающей среде. — М.: МГУ, 1993.

59. Пиковский Ю.И., Геннадиев А. Н., Чернянский С. С., Сахаров Г. Н. Проблема диагностики и нормирования загрязнения почв нефтью и нефтепродуктами. // Почвоведение, 2003, № 09.

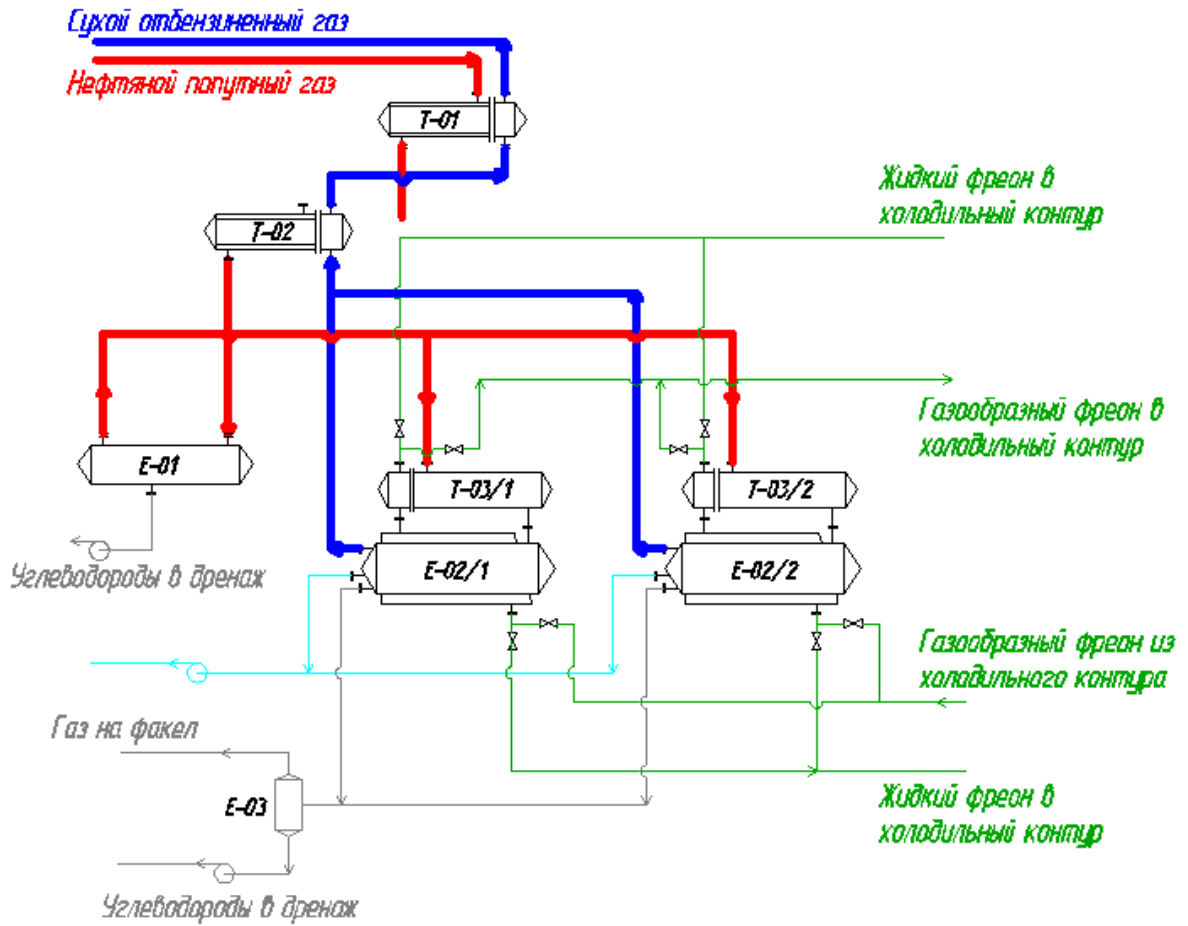
60. Саенко В. В. Нефтяная промышленность России: сценарии сбалансированного развития. Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса». // Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН, заседание от 29 мая 2012 года.

61. [ecoinfo.ru](http://ecoinfo.ru) — официальный сайт ОАО «Федеральный центр геоэкологических систем «Экология».

# ПРИЛОЖЕНИЕ

## Приложение А

### Газовый контур установки



**Холодильный контур установки**

