

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

Институт электронного обучения  
 Направление подготовки Химическая технология  
 Кафедра Химической технологии топлива и химической кибернетики

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Исследование физико-химических характеристик нефтяных газов Лугинецкого месторождения</b>

УДК 661.214.23:622.276(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д11	Черникова Дарья Владимировна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ХТТ и ХК	Мойзес Ольга Ефимовна	К.Т.Н., доцент		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры МЕН	Сечина Ася Александровна	К.Х.Н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭБЖ	Чулков Николай Александрович	К.Т.Н., доцент		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ХТТ и ХК	Юрьев Егор Михайлович	К.Т.Н., доцент.		

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт   Институт электронного обучения  
Направление подготовки Химическая технология  
Кафедра Химической технологии топлива и химической кибернетики

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой ХТТ и ХК  
\_\_\_\_\_Юрьев Е.М.\_\_\_\_\_  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

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

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Д11	Черниковой Дарье Владимировне

Тема работы:

Исследование физико-химических характеристик нефтяных газов Лугинецкого месторождения

Утверждена приказом директора (дата, номер)

1768/с от 3.03.2016 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

1.06. 2016 г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

*(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*

Составы сырьевых потоков. Технологические параметры

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Литературный обзор Основные направления использования и переработки попутных нефтяных газов; Физико-химические основы методов исследования составов природных и попутных нефтяных газов.</li> <li>2. Объекты и методы исследований. Нефтяные газы Лугинецкого месторождения. Методики выполнения измерений.</li> <li>3. Расчеты и аналитика. Исследование изменения состава товарного газа в динамике разработки месторождения</li> <li>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li> <li>5. Социальная ответственность.</li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Результаты исследований -3 листа; финансовый менеджмент- 1 лист</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>Финансовый менеджмент</p>	<p><b>Сечина Ася Александровна</b></p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p><b>Чулков Николай Александрович</b></p>

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	
--	--

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Доцент кафедры ХТТ и ХК</p>	<p>Мойзес О.Е.</p>	<p>к.т.н., доцент</p>		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>3-2Д11</p>	<p>Черникова Дарья Владимировна</p>		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 80 страниц, 11 рисунков, 19 таблиц, 38 литературных источников.

Ключевые слова: природный газ, отбор проб, определение состава, хроматографический методы.

Объектами исследования являются: сырьевой газ F-450, газ сухой отбензиненный SK-625, топливный газ высокого давления

Цель работы – исследование физико-химических характеристик нефтяных газов Лугинецкого месторождения

В процессе исследования проводились испытания проб газа. Состав газа проанализирован в динамике за 3 месяца.

Результаты исследования позволяют сделать выводы о том, что газ имеет стабильный состав – содержание всех компонентов меняется незначительно.

Область применения: полученные результаты могут быть использованы в отчетной документации Лугинецкого газоконденсатного месторождения.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР .....	11
1.1 Основные направления использования и переработки попутных нефтяных газов.....	10
1.1.1 Характеристика природного газа и его использование .....	10
1.1.2 Технология процесса подготовки попутного нефтяного газа.....	14
1.1.3 Методы переработки ПНГ .....	16
1.2 Физико-химические основы методов исследования составов природных и попутных нефтяных газов.....	20
2 ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ .....	26
2.1 Нефтяные газы Лугинецкого месторождения.....	25
2.2 Методики выполнения измерений .....	29
3 РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА .....	33
3.1 Исследование изменения состава товарного газа в динамике разработки месторождения .....	33
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	41
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	32
4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования .....	32
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	33
4.2 Планирование научно – исследовательских работ.....	34
4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	34
4.2.2 Определение трудоемкости работ <b>Ошибка! Закладка не                 определена.</b>	
4.2.3 График проведения научного исследования.....	36
4.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ) .....	47
4.3.1 Расчет материальных затрат НТИ.....	47

4.3.2 Затраты на оборудование .....	47
4.3.3 Расчет основной и дополнительной заработной платы .....	48
4.3.4 Расчет затрат на научные и производственные командировки ....	41
4.3.5 Контрагентные расходы .....	41
4.3.6 Накладные расходы .....	42
4.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта .....	43
4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования ..	44
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	57
5.1 Производственная санитария .....	58
5.1.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования.....	58
5.1.2 Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов .....	59
5.2 Экологическая безопасность.....	65
5.2.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду ..	65
5.2.2 Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду .	65
5.2.3 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды .....	65
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. ....	69
5.3.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований .....	69
5.3.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС <b>Ошибка! Закладка не определена.</b>	
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. ....	75
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	76
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ .....	77

## **ВВЕДЕНИЕ**

В качестве сырья и топлива и для химической промышленности широко используется природный газ. Газ – это источник энергии, он является одним из главных на Земле, уступая лишь нефти. связано это с преимуществами природного газа над другими видами топлива. Теплота сгорания природного газа очень высока, его подачу в печь легко регулировать, он не оставляет золы и является самым экологически чистым топливом. Поэтому в настоящее время природный газ используется чаще чем каменный уголь, хоть и имеет меньший КПД.

Газы разделяются на искусственные (нефтезаводские) и природные (естественные). По характеру месторождений природные углеводородные газы подразделяются на природные и газы газоконденсатных месторождений. Природными считаются углеводородные газы, не содержащие нефти, добываемые с чисто газовых месторождений. Попутные газы добываются вместе с нефтью. В пластовых условиях газы растворены в нефти. При выходе нефти на поверхность газ выделяется из нее, вследствие снижения давления. Газы, которые в пластовых условиях насыщены жидкими углеводородами- это газы газоконденсатных месторождений. При выходе такого газа на поверхность земли жидкая фаза оказывается в виде конденсата и легко отделяется от основной массы.

Состав природных газов это в основном, низкомолекулярные парафиновые углеводороды, которые фактически не содержат тяжелых углеводородов и поэтому относятся к сухим газам.

Газы газоконденсатных месторождений содержат большое количество метана, а также высокомолекулярные углеводороды, которые входят в состав керосиновых, бензиновых, а иногда и дизельных фракций нефти.

Режимом сепарации определяется состав попутных газов. Эти газы относятся к категории жирных и являются источником легкого бензина, называемого газовым бензином. В природных газах содержатся также и

неуглеводородные примеси: азот, сероводород, водяные пары, углекислый газ и т.д. [1].

Горючие природные газы включают в себя попутные газы, природные газы которые выделяются при добыче нефти, и газы газоконденсатных месторождений. Основной компонент природных газов – метан. Содержание его может составлять от 70 до 99% это зависит от месторождения. Кроме метана природные газы содержат пропан, этан, бутан и небольшие количества азота, диоксида углерода, сероводорода и инертных газов – гелия и аргона.

В настоящее время растет интерес к переработке природного и попутного нефтяного газа. В последнем случае актуальной является задача переработки его в удобный для транспортирования продукт на месте добычи газа.

Попутный газ является побочным продуктом добычи нефти. По геологическим признакам различают газы, растворённые в нефти и попутные газы газовых шапок. Для рационального применения нефтяного газа необходимо не допустить его потерь, которые связаны с неподготовленностью аппаратуры для сбора, подготовки, транспортировки и переработки попутного нефтяного газа, отсутствием потребителя газа. В этом случае попутный газ сжигается на факелах. Попутный нефтяной газ – это смесь газов и парообразных углеводородных и не углеводородных веществ, которые выделяются из нефтяных скважин и из добываемой нефти при её разгазировании. Нефтяной попутный газ - является источником получения дешевой тепловой энергии, и источником сырья для производства химических продуктов. Утилизация нефтяного попутного газа может быть направлена на высокотехнологичное освоение нефтяных месторождений, для ликвидации нежелательных последствий и возвращения в оборот углеводородного сырья. Можно выделить следующие направления утилизации попутного газа: энергетическое и нефтехимическое. Использование современных технологий позволяет использовать конечный



продукт утилизации попутного газа в качестве топлива для получения электроэнергии на газотурбинных электростанциях. Обеспечивая утилизацию и подготовку попутного газа, нефтедобывающая компания избегает штрафы за сжигание газа и обеспечивает фирму качественными теплом и электроэнергией.

Природные газы, которые имеют различные условия добычи, разнообразны по своему химическому составу, происхождению и физическому состоянию [2].

Целью данной работы является исследование физико-химических характеристик попутных нефтяных газов Лугинецкого месторождения.

Для достижения поставленной цели в работе решаются следующие основные задачи:

- провести литературный обзор основных направлений использования, переработки и методов исследования попутных нефтяных газов;
- охарактеризовать объект и методы исследования;
- провести исследование изменения состава товарного газа в динамике разработки Лугинецкого месторождения;
- рассмотреть вопросы социальной ответственности, финансового менеджмента, ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Объектами исследования послужили: сырьевой газ F-450, газ сухой отбензиненный SK-625, топливный газ высокого давления. Предмет исследования – свойства указанных газов.

# **1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР**

## **1.1 Основные направления применения и переработки попутных нефтяных газов**

### **1.1.1 Характеристика природного газа и его применение**

Нефтяные и природные газы, добываемые из недр Земли, представляют собой смесь легких углеводородов: метана, пропана, этана, бутанов, в малых количествах пентана и следов гексана. Наряду с углеводородами в некоторых газах, также содержатся азот, гелий, сероводород, диоксид углерода и другие неуглеводородные вещества.

В общем объеме добычи газа значительная часть это метан, который используется в качестве котельного и бытового топлива. Содержания этана, бутанов, пропана, и более тяжелых компонентов — значительно меньше.

Все страны, добывающие нефть и газ большое значение придают рациональному использованию добываемых углеводородов.

Природный и нефтяной газ – это и топливо, и сырье для производства пропана, этана, и других гомологов метана. При очистке и переработке газа получают большие количества дешевой серы, гелия и других неорганических продуктов, необходимых для развития отдельных отраслей народного хозяйства.

Важным сырьем для процессов органического синтеза, а также источником тепла и энергии являются углеводородные газы.

Все газы можно разделить на природные и искусственные (нефтезаводские). По характеру месторождений и методам добычи и газы делятся на природные углеводородные, собственно природные, попутные и газы газоконденсатных месторождений. Газы, добываемые с месторождений газа не содержат нефти и считаются природными углеводородными гаами. Вместе с нефтью добываются попутные нефтяные газы. В пластовых условиях газы растворены в нефти. Газ в следствие снижения давления при выходе нефти на поверхность выделяется из нее.

Газы, насыщенные жидкими нефтяными углеводородами, называются газами месторождений газоконденсата. При выходе такого газа на поверхность земли жидкая фаза выпадает в виде конденсата и легко отделяется от основной массы.

Природный газ, в основном, состоит из низкомолекулярных парафиновых углеводородов, которые практически не содержат тяжелых углеводородов и потому относятся к группе сухих газов.

Большое количество метана содержат газы газоконденсатных месторождений а также высокомолекулярные углеводороды, входящие в состав керосиновых, бензиновых и дизельных нефтяных фракций .

Состав попутных нефтяных газов определяется режимом разгазирования. Эти газы можно отнести к группе «жирных», они являются источником для легкого бензина (газовый бензин). Кроме того, в природном газе содержатся и неуглеводородные примеси: азот, сероводород, водяные пары, углекислый газ и др. [1].

Нефтяной и природный газ - это и топливо, и сырье для производства пропана, этана и других гомологов метана. При переработке и очистке газа получают большие количества гелия, дешевой серы, и других неорганических продуктов, необходимых для развития ряда отраслей народного хозяйства.

По характеристике месторождений и методов добычи природные газы делятся на собственно природные, попутные нефтяные и газы газоконденсатных месторождений.

Из газовых скважин добывают природный газ, попутный - из нефтяных скважин одновременно с нефтью. Основной состав природных газов-это метан (до 98 об. %) и небольших количеств этана, пропана и бутанов.

Нефтяные попутные газы содержат более тяжелые углеводороды и большое количество пропана и бутанов. Сероводород, азот, двуокись углерода и гелий, также входят в состав природных и попутных нефтяных газов.

«Жирными», называются газы богатые бутаном, пропаном и более тяжелыми углеводородами. Из них получают, сжиженные газы, газовый бензин и индивидуальные компоненты для органического синтеза. Напротив, газы, состоящие из этана и метана называются сухими и применяются, в основном, как бытовое и промышленное топливо, частично как сырье для производства, к примеру, сажи и продуктов основного органического синтеза. Помимо углеводородов газы могут содержать азот, сероводород, влагу, углекислоту.

Метан, этан, пропан, нормальный и изо-бутаны, низшие члены парафинового ряда - газообразны. В нефти они находятся в растворенном виде, а также представляют основную часть попутного и природного нефтяных газов. Парафиновые углеводороды от пентана до гексадекана при нормальных условиях находятся в жидком состоянии.

Природные газы имеют различное происхождение, разный состав, различные условия происхождения и физическое состояние в природе. Они обладают большой эмиграционной способностью, создают различные смеси и редко бывают однородного и химического состава. С процессами образования газов одновременно идут процессы их разрушения. К примеру, вода и свободная сера образуются в результате воздействия кислорода на сероводород.

Попутный нефтяной газ – это смесь парообразных углеводородных и не углеводородных веществ и газов, которые выделяются из пластовой нефти и нефтяных скважин при её разгазировании.

В настоящее время мы наблюдаем рост интереса к переработке попутного и природного нефтяного газа. Поэтому особенно актуальна задача переработки его в удобный для транспортировки продукт непосредственно на месте газодобычи.

Попутный нефтяной газ – это побочный продукт при добычи нефти. По геологическим характеристикам различают попутные газы растворённые в нефти и газы газовых шапок.

Для эффективного применения попутного газа необходимо не допустить его потерь, которые связаны с плохой подготовленностью инфраструктуры для его сбора, транспортировки, подготовки и переработки, отсутствием потребителя. В этом случае ПГ просто сжигается на факелах.

Попутный нефтяной газ является источником сырья для получения многих химических продуктов, для получения дешевой тепловой и электрической энергии.

Утилизация попутного нефтяного газа и всех его составляющих может быть обращена на высокотехнологичное освоение месторождений нефти, для ликвидации неблагоприятных последствий и возврата в оборот углеводородного сырья. Существуют следующие направления утилизации попутного газа: это нефтехимическое и энергетическое.

Современные технологии дают возможность применять конечный продукт утилизации попутного газа в качестве топлива для получения электроэнергии на газотурбинных электростанциях. Обеспечивая подготовку и утилизацию попутного газа, нефтедобывающая компания избегает штрафов за сжигание попутного газа и обеспечивает свою фирму качественной электроэнергией и теплом. Новые технологии утилизации попутного газа дают возможность получать дополнительную электроэнергию, тепло и газомоторные топлива, полностью использовать попутный нефтяной газ на месторождениях. Основным компонентом природного и попутного нефтяного газа (ПНГ) это  $\text{CH}_4$ . Но, в отличие от «сухого» газа, содержащего 90-98%  $\text{CH}_4$ , природный газ насыщен более тяжелыми углеводородами - летучими компонентами нефти. В зависимости от месторождения в составе ПНГ может содержаться до 60%  $\text{C}_2+$  углеводородов, причем, большая часть этого количества (до 15%) представляет легкую бензиновую фракцию  $\text{C}_5_{\text{плюс}}$ . Кроме того, ПНГ содержит большое количество пропан-бутановой фракции, которая является значащим сырьем для нефтехимии и нефтепереработки [2].

## 1.1.2 Технология процессов подготовки попутных нефтяных газов

В настоящее время применяются следующие способы подготовки газа в зависимости от направления применения нефтяного газа и условий его транспорта:

- а) осушка газа от влаги;
- б) извлечение тяжелых углеводородов с осушкой газа от влаги способом низкотемпературной конденсация (НТК).

При транспорте смеси газов первой и конечных ступеней разгазирования технологическая схема УКПГ предусматривает:

- а) при транспорте газа в двухфазном состоянии и в условиях, приводящих к гидратообразованию - компримирование газов конечных ступеней сепарации до давления первой ступени разгазирования и совместную осушку газов первой и конечных ступеней разгазирования от влаги абсорбционным способом;

- б) при транспорте газа в однофазном состоянии - компримирование газов конечных ступеней разгазирования до давления первой ступени разгазирования, его осушку от влаги или извлечение из газа первой ступени или смеси газов первой и конечных ступеней разгазирования тяжелых углеводородов способом НТК с впрыскиванием гликоля.

Извлечение тяжелых углеводородов способом НТК из газов первой ступени или из смеси газов первой и конечных ступеней разгазирования предусматривают в тех случаях, когда подготовка газа другими способами не обеспечивает возможность транспорта газа в однофазном состоянии и подтверждается экономическими вычислениями.

Целесообразность осушки природного газа от влаги определяется в конкретном случае по результатам экономических расчетов.

При компрессорном транспорте смеси попутных газов первой и конечных ступеней разгазирования в однофазном состоянии подготовку их

предусматривают по схеме НТК с вводом гликоля, а в двухфазном состоянии - только осушку от влаги.

Выделяющийся при подготовке газа углеводородный конденсат, направляют или в товарную нефть, если это не приводит к увеличению давления насыщенных паров нефти сверх нормативного, или в нефть перед первой ступенью разгазирования.

Возможность подачи в нефть перед первой ступенью разгазирования углеводородного конденсата, полученного в процессе подготовки природного и попутного нефтяного газа при его компрессорном транспорте, должна в каждом конкретном случае определяться технико-экономическими расчетами.

Состав основных сооружений установок подготовки газа определяется условиями транспорта и направлением его использования.

При транспорте газа в двухфазном состоянии при давлении первой ступени разгазирования состав сооружения УКПГ в общем случае может быть следующим:

- а) компрессорная станция для газов конечных ступеней разгазирования;
- б) установка осушки газа от влаги.

При транспорте газа в однофазном состоянии при давлении первой ступени сепарации состав сооружений в общем случае может быть таким:

- а) компрессорная станция для газов конечных ступеней разгазирования;
- б) установка НТК с вводом гликоля.

В зависимости от условий компрессорного транспорта газа состав сооружения УКПГ может быть таким:

- б) при транспорте газа в двухфазном состоянии - компрессорная станция высокого давления, установка осушки газа [3].

### 1.1.3 Методы переработки ПНГ

Методы подготовки и переработки газов можно условно разделить на следующие группы:

- термо-химические;
- физико-энергетические;
- химико-каталитические методы.

Рассмотрим физико-энергетические методы.

В основе всех перерабатывающих газ производств лежат физико-энергетические методы сжатия газов, физические методы их разделения с применением больших разностей энергетических потенциалов, создаваемых холодильными и подогревающими установками.

Основной проблемой является снижение стоимости процесса за счет применения более дешевых энергетических аппаратов.

Особенно это необходимо в условиях применения указанных методов переработки на нефтяных и газовых месторождениях.

С этой целью разработаны технологии разделения газов с использованием для сжатия газов установок двухфазного эжектирования с применением нефтяных насосов. Применение насосов вместо компрессоров дает хорошую экономию капитальных затрат.

Достаточно часто в условиях месторождений применяются технологии, основанные на применении насосов. Они являются единственной возможностью при наличии запаса этого распространенного нефтяного оборудования с минимальными затратами.

Особенно эффективно использование двухфазного эжекторного сжатия для «жирных» газов последних ступеней разгазирования. При достаточно высокой молекулярной массе газов использование газовых компрессоров затруднено из-за процесса конденсации газов в компрессоре, что значительно уменьшает КПД компрессора и выводит его из строя. Однако, при наличии конденсации, эффективность работы двухфазного эжектора, возрастает. Двухфазный эжектор выполняет одновременно несколько функций:



- увеличивает давление газа за счет взаимодействия с высоконапорной струей;

- термостабилизирует процесс сжатия газа, что значительно облегчает следующие стадии разделения газов;

- обеспечивает абсорбцию наиболее тяжелой части газа в потоке жидкой фракции с дальнейшим разделением в десорбере.

При этом снижаются требования к холодильному потенциалу системы разделения газов, что значительно снижает стоимость холодильной установки, которая является наиболее дорогой части системы разделения газов.

Применяемые эжекторные установки имеют большие преимущества в сравнении с серийно - выпускаемыми. В установках применяется диффузорное торможение в сверхзвуковой части двухфазного потока, что приводит к уменьшению числа Маха и значительному снижению потерь полного давления на скачках уплотнения. В отличие от существующих установок, в которых нагрев газа уменьшает эффективность эжектора, в этих установках при наличии сверхзвукового диффузора нагрев газа приводит к увеличению КПД за счет преобразования части тепловой энергии в потенциальную энергию сжатия газа.

**Методы прямого термического воздействия** являются основой для получения из сырьевых газов природных газонефтяных месторождений основного количества полупродуктов нефтехимии, а именно - непредельных углеводородов (пропилен, этилен, дивинил и т.д.), которые дают начало всему многообразию продуктов основного органического синтеза.

На имеющихся производствах ведется пиролиз газовых фракций C<sub>2</sub> - C<sub>4</sub> или жидких фракций C<sub>5</sub><sub>плюс</sub>.

В настоящее время известны случаи применения термического пиролиза для получения этилена из метана.

Такое стало возможным за счет особого сочетания повышенной температуры, высокого давления и малого времени протекания процесса.

Сам процесс проходит через две стадии - стадию нагрева до высокой температуры и адиабатическую стадию.

Указанные выше параметры процесса на установке с производительностью 56 м<sup>3</sup>/час показывают достаточно высокую эффективность данной технологии: 36-42% конверсии метана за один проход, до 30% выхода этилена на исходное сырье при селективности по этилену 78-82%.

Высокая энергетика процесса пиролиза метана накладывает довольно жесткие ограничения на применяемые материалы, такие как особый способ подвода тепловой мощности к пиролизным трубам.

Необходимая плотность теплового потока (220-350 кВт/м<sup>2</sup>) в несколько раз выше, достигаемых плотностей в эксплуатируемых промышленных печах пиролиза.

В настоящее время применяется технология пиролиза метана с применением электронагрева, который позволяет достичь значительно больших плотностей тепловых потоков по сравнению с нагревом в печи. Однако, показано, что применение электрического нагрева на производстве затруднено в связи с высокой стоимостью электрической энергии.

### **Химико-каталитические методы**

Основной способ прямой конверсии метана в настоящее время это его окисление в синтез-газ.

Синтез-газ, в свою очередь, служит сырьем для химико-каталитических процессов. Синтез-газ можно получить различными способами:

а) паровой конверсией:  $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} - \text{CO} + 3 \text{H}_2$ ,  $\Delta H = 235$  КДж/моль;

б) уголекислотная конверсия:  $\text{CH}_4 + \text{CO}_2 - 2 \text{CO} + 2 \text{H}_2$ ,  $\Delta H = 256$  КДж/моль;

в) парциальное окисление:  $\text{CH}_4 + 1/2\text{O}_2 - \text{CO} + 2 \text{H}_2$ ,  $\Delta H = -42$  КДж/моль.

Передовым направлением в данной области является совмещение экзотермического процесса с эндотермическими процессами.

Синтез-газ применяется в дальнейших процессах без последующего разделения.

Углекислотная и паровая конверсии метана являются каталитическими процессами. Катализатором служит, как правило, металлический никель, который нанесен на оксидный носитель. В случае углекислотной конверсии, никелевый катализатор промотируется благородными металлами. Процесс ведут при температуре 760-820 °С, давлении 22-42 атм.

Предпочтение отдают последнему способу (парциальное окисление метана в недостатке кислорода).

К основным достоинствам данного метода можно отнести:

- 1) экзотермичность реакции, это позволяет проводить процесс в автотермическом режиме;
- 2) достаточно высокая скорость протекания реакции, это позволяет снизить размеры оборудования и уменьшить тепловые нагрузки;
- 3) возможно проведение реакции без катализатора.

К недостаткам метода относятся:

- 1) высокая стоимость чистого кислорода или значительное увеличение размеров оборудования с использованием воздуха;
- 2) взрывоопасность производства [4].

## **1.2 Физико-химические основы методов исследования составов природных и попутных нефтяных газов**

Покомпонентный состав попутных газов определяется методом хроматографии. Хроматография – это метод разделения, анализа и исследования смесей компонентов, который основывается на различном распределении веществ в динамических условиях между подвижной и неподвижной фазами. Данный метод предложен русский учёным М.С. Цветом. В зависимости от агрегатного состояния подвижной фазы системы, в которой проводят разделение смеси веществ на отдельные вещества,

различают газожидкостную хроматографию, газовую и жидкостную хроматографию.

Хроматография – является одним из методов пробоподготовки. При анализе сложных смесей для достоверного определения количества интересующего компонента всегда необходима подготовка пробы к анализу: кристаллизация, экстракция, выпаривание соосаждение и т.д. Один из методов является процесс хроматографирования, т.е. разделения сложной смеси на составляющие ее компоненты. Набранный опыт позволяет говорить, что при анализе сложных объектов нельзя пренебречь ни одним из компонентов: при экологических исследованиях установлено, что токсичное действие малых концентраций тяжелых металлов значительно выше, чем действие значительных концентраций  $SO_2$ ,  $NO_2$ , и т.д.;

Хроматография является одним из наиболее перспективных физико-химических методов исследования, который в настоящее время бурно развивается. Создание и успешная разработка различных вариантов газовой хроматографии привели к перевороту в области аналитического контроля и автоматизации производственных процессов нефтяной, химической и других отраслей промышленности, а также в практике научной работы. Газовая хроматография позволяет исследователю быстро и эффективно решать такие задачи, которые ранее казались неразрешимыми или требовали огромных затрат труда и времени [5].

В основу классификаций хроматографических методов положены принципы, которые учитывают следующие особенности процесса разделения:

- различия в агрегатном состоянии фаз используемой хроматографической системы;
- экспериментальные различия в способах проведения процесса хроматографического разделения;

- различия в характере взаимодействий разделяемых веществ с неподвижной фазой.

Существует несколько классификаций методов хроматографии:

Газовая хроматография – является разновидностью хроматографии, основана на методе разделения летучих компонентов, при котором подвижной фазой служит (газ-носитель), инертный газ, протекающий через неподвижную фазу с большой поверхностью. В качестве подвижной фазы используют гелий, аргон, водород, азот, углекислый газ.

Жидкостная хроматография- вид хроматографии, в к-рой подвижной фазой (элюентом) служит жидкость. Неподвижной фазой м. б. твердый сорбент, твердый носитель с нанесенной на его пов-сть жидкостью или гель.

Жидкостная хроматография разделяется на:

- жидкостно-адсорбционную, где разделение соединений происходит за счет их различной способности адсорбироваться и десорбироваться и адсорбироваться с поверхности адсорбента;

- жидкостно-жидкостную, или распределительную хроматографию. Разделение происходит за счет различной растворимости в неподвижной фазе и подвижной фазе-элюенте, физически сорбированной или химически привитой к поверхности твердого адсорбента;

- ионообменную хроматографию, там разделение достигается за счет обратимого взаимодействия анализируемых ионизирующихся веществ с ионными группами сорбента-ионита. Отдельное место в использовании методов жидкостной хроматографии занимают эксклюзионная, или гель-хроматография и аффинная, или биоспецифическая.

Жидкостно-адсорбционная хроматография представляет собой процесс физического разделения сложных жидких или газообразных смесей на пористых сорбентах. В основу процесса положена различная сорбируемость компонентов смеси, которая зависит от их химического состава и строения.

Жидкостно-адсорбционная хроматография на колонке

Разделение смеси веществ В адсорбционной колонке разделение смеси веществ происходит в результате различия их в сорбируемости на данном адсорбенте.

Адсорбенты-это пористые тела с сильно развитой внутренней поверхностью, удерживающие жидкости с помощью межмолекулярных и поверхностных явлений. Это могут быть неполярные и полярные и органические и неорганические соединения. К полярным адсорбентам относятся крахмал, оксид алюминия, целлюлоза, силикагель, и др. К неполярным сорбентам относятся порошок резины, активированный уголь.

Для хроматографического процесса при выборе условий необходимо учитывать свойства адсорбента и адсорбируемых веществ.

Требования, предъявляемые к адсорбентам:

- они не должны вступать в химические реакции с подвижной фазой разделяемыми веществами и подвижной фазой;
- зерна адсорбента должны быть одинаковой степени дисперсности;
- должны обладать механической прочностью.

Жидкостная хроматография позволяет разделять многочисленные органические и неорганические соединения в отличие от газовой и газожидкостной хроматографии, пригодных для разделения только смесей газов и веществ, которые можно перевести в парообразное состояние без разложения. Систематизируют хроматографию также по механизму разделения: ионообменная, молекулярная (адсорбционная), осадочная и распределительная. В адсорбционном хромате разделение происходит за счет взаимодействия вещества с адсорбентами (например, силикагелем, оксидом алюминия и др.), они имеют на поверхности активные центры. В распределительном хромате происходит разделение из-за различной растворимости и обратимой сорбции компонентов смеси в двух несмешивающихся жидких фазах - подвижной и неподвижной. Неподвижный растворитель закреплён на твёрдом носителе (см. бумажная хроматография, тонкослойная хроматография). Экстракционной

хроматографией называется колоночный вариант распределительной хроматографии, так как химизм процесса экстракционный, а техника осуществления – хроматографическая. На химических реакциях хемосорбента с компонентами смеси растворённых веществ с образованием новой фазы – осадка, основана осадочная хроматография. Осадочные хроматограммы могут быть получены на бумаге, пропитанной осадителем, так и в колонке на носителе, содержащем осадитель. В окислительно-восстановительной хроматографии разделение веществ происходит вследствие различий в скоростях окислительно-восстановительных реакций, протекающих между окислителем или восстановителем, которые содержатся на колонке, и ионами хроматографируемого раствора. Эффективность разделения можно определить величинами редокс-потенциалов хроматографируемых систем.

Разделение веществ в адсорбционно-комплексобразовательной хроматографии происходит вследствие различий констант нестойкости их комплексных соединений. Сорбент, используют в качестве носителя способный удерживать комплексообразующий реагент и продукты его реакции с катионами. К примеру, слой активного угля с адсорбированным на нём диметилглиоксимом позволяет разделить железо, никель, медь. Большое применение имеют хелатные смолы, они содержат различные функционально-аналитические группы. В аналитическо-реакционной хроматографии соединяются два метода анализа – химический и хроматографический. При этом на всех стадиях хроматографического анализа - от введения пробы до детектирования - используются химические реакции.

В хроматотермографическом способе (хроматермография) для повышения условий разделения компонентов смеси после введения в колонку пробы последнюю промывают газом-носителем и одновременно с этим подвергают действию движущегося температурного поля с градиентом температуры по длине колонки. По форме проведения процесса различают

колоночную (газожидкостная хроматография, газоадсорбционная, ионообменная)

Методы ионной, газоадсорбционной, газожидкостной и некоторых других видов хроматографии реализуют с помощью хроматографов. После разделения компонентов, они поступают в детектор, с помощью которого происходит их идентификация и количественное определение. Наиболее часто используют пламенно-ионизационный, катарометр радиометрические детекторы. Большое применение в качестве детекторов обнаруживают атомно-абсорбционные спектрофотометры, кондуктометры, пламенно-фотометрические, флуориметры, кулонометры и другие приборы, используемые в аналитической химии для определения элементов и их соединений. Соединение хроматографических методов разделения с масс-спектрометрическим определением веществ привело к созданию нового метода анализа, под названием хромато-масс-спектрометрией [5].



## **2 ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ**

Лугинецкая газокompрессорная станция (ЛГКС) представляет собой большой газоперерабатывающий завод. По оснащённости и сложности оборудования этот объект не имеет себе равных во всей Томской области. На территории региона у него также нет аналогов по масштабности и значимости выполняемых функций.

Являющийся для станции сырьём попутный нефтяной газ приходит сюда с двух близлежащих промыслов. Примерно 40 миллионов кубов в год принимается с Шингинского месторождения ООО «Газпромнефть - Восток», которое к 2016-ому планирует построить свою газокompрессорную установку. Однако, на работе станции серьезно это не скажется, так как большую часть сырьевой потребности ЛГКС (97 процентов) обеспечивает Лугинецкое НГКМ.

Из попутного нефтяного газа (ПНГ) здесь вырабатывают три вида продукции - сухой отбензиненный газ, газовый конденсат и сжиженный газ.

Отбензиненный газ, который используется для отопления домов, поставляется в Парабель на коммерческий узел учета газа, а оттуда поступает в магистральный газопровод ООО «Газпром трансгаз Томск».

Полученный на станции газовый конденсат (порядка 200 тон в стуки) смешивается с нефтью и впоследствии реализуется как «сырая» нефть. Сжиженного газа станция вырабатывает порядка 40 тонн в сутки – его поставляют на газозаправочные станции.

### **2.1 Нефтяные газы Лугинецкого месторождения**

#### ***Попутный нефтяной газ***

Подготовленный попутный нефтяной газ, подаваемый в магистральный газопровод, соответствует СТО Газпром 089-2010.

Технические требования на газы по СТО Газпром 089-2010 указаны в таблице 1

Таблица 1 – Технические требования на газы

Наименование показателя	СТО Газпром 089-2010	
	Значение для микроклиматических районов	
	холодный	
	с 01.05 по 30.09	с 01.10 по 30.04
1	2	3
1 Компонентный состав, молярная доля, %	Определение обязательно	
2 Температура точки росы по воде (ТТРв) при абсолютном давлении 3,92 МПА (40,0 кгс/см <sup>2</sup> ), °С, не выше:	минус 14	минус 20
3 Температура точки росы по углеводородам (ТТРуv) при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПА, °С, не выше	минус 5	минус 10
4 Массовая концентрация сероводорода, г/м <sup>3</sup> , не более	0,007	
5 Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м <sup>3</sup> , не более	0,016	
6 Массовая концентрация общей серы, г/м <sup>3</sup> , не более	0,030	
7 Теплота сгорания низшая при стандартных условиях, МДж/м <sup>3</sup> (ккал/ м <sup>3</sup> ), не менее	31,80 (7600)	
8 Молярная доля кислорода, %, не более	0,020	
9 Молярная доля диоксида углерода, %, не более	2,5	
10 Массовая концентрация механических примесей, г/м <sup>3</sup> , не более	0,001	
11 Плотность при стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>	Не нормируют, определение обязательно.	

### Пропан-бутановая фракция

Пропан-бутановая фракция соответствует ГОСТ 20448-90\* "Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового назначения" или ГОСТ Р 52087-2003 «Газы углеводородные сжиженные»

Физико-химические показатели пропан-бутановой фракции (фракции БТ - бутан технический) приведены в таблице 2

Таблица 2 – Физико-химические показатели пропан-бутановой фракции

Наименование показателя	Норма
1	2
1 Массовая доля компонентов, %: -сумма метана, этана и этилена -сумма пропана и пропилена -сумма бутанов, бутиленов, не менее	не нормируется не нормируется 60
2 Объёмная доля жидкого остатка при 20 °С, %, не более	1,8
3 Давление насыщенных паров избыточное, МПа, при температуре 45 °С, не более	1,6
4 Массовая доля сероводорода и меркаптановой серы, %, не более в том числе сероводорода, не более	0,013 0,003
5 Содержание свободной воды и щёлочи	отсутствие
6* Интенсивность запаха, балл, не менее	3,0
* Пропан-бутановая фракция не одорирована	

### Углеводородный конденсат

Углеводородный конденсат C5+выше, вырабатываемый на компрессорной станции, направляется под давлением на УПН. Компонентный состав, молекулярная масса и плотность конденсата вырабатываемая согласно проекта показаны в таблице .

Таблица 3 – Характеристика углеводородного конденсата

Наименование показателя	Норма			
	лето		зима	
1	2		3	
1 Компонентный состав, % мольный	*	**	*	**
Пропан	0,000	0,0627	0,000	0,0593

Изобутан	0,9576	0,8148	0,9173	0,6226
н-Бутан	9,3023	4,8261	7,6146	4,4767
Изопентан	19,9726	24,9138	22,4771	25,4076
н-Пентан	22,5718	32,4663	25,4128	33,4420
Гексан	27,6333	23,2216	27,2477	22,8876
Гептан	19,5622	13,6947	16,3303	13,1041
Вода	отсутствие		отсутствие	
Углекислый газ	отсутствие		отсутствие	
2 Молекулярная масса	80,07	78,44	79,35	78,27
3 Плотность (при 15,5 °С и 1 атм.), кг/м <sup>3</sup>	650,77	646,62	649,0	646,21
* Низкая молекулярная масса исходного газа				
** Высокая молекулярная масса исходного газа				

## 2.2 Методики выполнения измерений

Измерения молярной доли компонентов в пробе газа горючего природного (ГПП) выполняют газохроматографическим методом, основанным на разделении компонентов в газоадсорбционном и/или газожидкостном вариантах хроматографии.

Для измерений молярной доли компонентов ГПП используют лабораторные или потоковые хроматографы.

В зависимости от требований к анализу компонентного состава ГПП используют один из следующих методов:

- метод А - метод измерений молярной доли всех компонентов, перечисленных в таблице 4;
- метод Б - метод измерений молярной доли азота, кислорода, диоксида углерода и углеводородов от С1 до С5 и С6+высшие.

Метод А позволяет измерить содержание в ГПП всех основных компонентов. При измерении молярной доли изомеры гексана, гептана и октана определяются суммарно (группами) в виде С6, С7, С8.

Таблица 4 – Диапазоны молярной доли компонентов ГПП [6]

Наименование компонента	Диапазон молярной доли, %
1	2
Метан	40 - 99,97
Этан	0,001 - 15
Пропан	0,001 - 6,0
Изобутан	0,001 - 4,0
<i>n</i> -Бутан	0,001 - 4,0
Изопентан	0,001 - 2,0
<i>n</i> -Пентан	0,001 - 2,0
Неопентан	0,0005 - 0,05
Гексаны	0,001 - 1,0
Гептаны	0,001 - 0,25
Октаны	0,001 - 0,05
Бензол	0,001 - 0,05
Толуол	0,001 - 0,05
Диоксид углерода	0,005 - 10,00
Гелий	0,001 - 0,5
Водород	0,001 - 0,5
Кислород	0,005 - 2,0
Азот	0,005 - 15

При использовании любого из методов молярная доля метана (%) может быть рассчитана как разность между 100% и суммой молярных долей (%) компонентов природного газа (измеренных и неанализируемых, принятых как условно постоянные) или измерена прямым методом.

Отбор проб газа для периодических анализов осуществляют в баллоны, изготовленные из материалов, инертных по отношению к компонентам природного газа, методом точечного отбора проб или с использованием оборудованных линий подачи газа и систем подготовки пробы

непосредственно из газопровода к месту установки лабораторного хроматографа.

Отбор проб газа при непрерывном анализе потоковыми хроматографами осуществляют с помощью специально оборудованного узла отбора газа и линий подачи газа непосредственно из газопровода к месту установки хроматографа. Система подготовки проб газа должна иметь фильтр, обеспечивающий очистку пробы от механических частиц, капельной жидкости и паров воды [8].

Пробы природного газа отбирают из газовых скважин, промышленных сборных линий, газопроводов, аппаратов, резервуаров хранения газа и других объектов. Пробу газа для анализа отбирают по ГОСТ 18917-82 [9].

Пробы газа, в котором содержится капельная жидкость, отбирают через промежуточную емкость и фильтр из стеклянной ваты для выделения жидкости и аэрозолей из газа до его поступления в пробоотборник.

Объем пробы газа зависит от методов анализа, приборов, на которых будет проводиться анализ, а также объема газа, необходимого на продувку линий. 500 мл.

### **Подготовка и проведение анализа**

1. Подготовка прибора модели «Кристалл 2000» осуществляется следующим образом:

- открываем баллон с газом-носителем, вентилем баллонного редуктора установить давление на входе в хроматограф от 0,36 до 0,44 МПа;
- включаем тумблер «Сеть» на хроматографе;
- задаем необходимые параметры;
- создаем методику анализа, используя клавишу «МЕТ» панели управления хроматографа или с помощью компьютера (ПК);
- запускаем методику с ПК нажатием кнопки «Передача» в диалоге «Режим»; на панели управления загорается индикатор ПОДГОТ;

При выходе прибора на режим на панели управления загорается индикатор ГОТОВ, на мониторе ПК появляется сообщение ГОТОВНОСТЬ.

2. Ввод проб газа. Дозирование газовых проб осуществляется краном-дозатором в следующей последовательности:

- переводим кран поворотом ручки в положение «Отбор»;
- открываем запорное устройство (вентиль) на источнике пробы;
- пропускаем через пробоотборную линию 10–20-ти кратный (от суммарного объема доз) объем пробы;
- закрываем запорное устройство на источнике пробы;
- уравниваем давление в сменных дозах с атмосферным;
- переводим кран в положение «Анализ» и нажать кнопку «СТАРТ/СТОП» на панели управления хроматографа;
- после окончания анализа переводим кран в положение «Отбор».

3. Сохраняем результаты анализа.

Вид полученных хроматограмм газа приведен рисунке 2.3

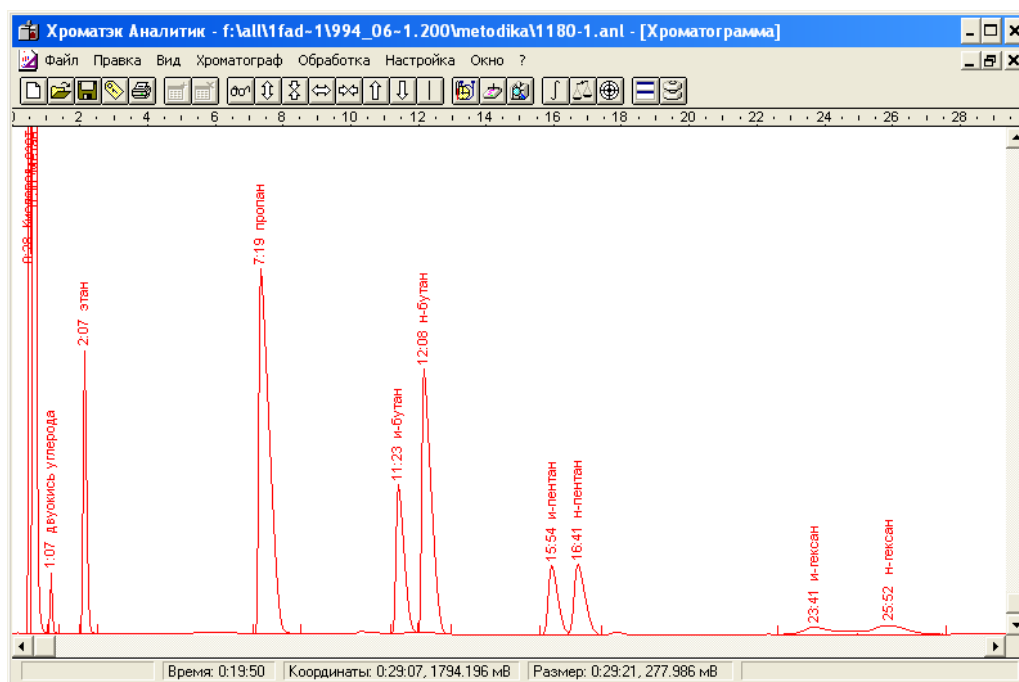


Рисунок 2.3 – Хроматограмма углеводородных компонентов нефтяного газа

При помощи специальной программы, путем задания нужных команд могут быть автоматически расставлены номера пиков, времена удерживания, названия компонентов.

## 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В настоящей работе рассматривается исследование физико-химических характеристик нефтяных газов Лугинецкого месторождения.

Объектами исследования являются газы F-450, газ сухой отбензиненный SK-625, топливный газ высокого давления. Предмет исследования – свойства указанных газов.

Обоснование целесообразности проведения исследовательских работ является целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

### 4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

#### 4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

По результатам проведенного сегментирования рынка были определены основные сегменты, а также выбраны наиболее благоприятные.

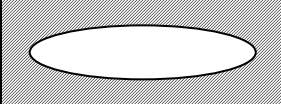


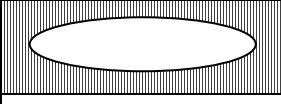
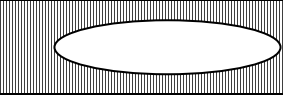
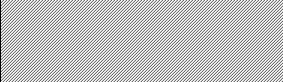

Профиль	Вид услуги		
	Проектирование	Мониторинг	Оптимизация
Нефтехимический			
Фармацевтический			
Химический			

Рисунок 4.1 - Карта сегментирования рынка услуг



НИ ТПУ



НГТУ



НИ МГТУ



Таким образом, наиболее благоприятным сегментом и направлением для исследования было выбрано исследование физико-химических характеристик нефтяных газов Лугинецкого месторождения для НИ ТПУ.

#### 4.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим конкурентам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Таблица 8 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Повышение производительности	0,15	4	3	2	0,6	0,45	0,3
2. Удобство в эксплуатации	0,05	3	3	3	0,15	0,15	0,15
3. Энергоэкономичность	0,08	5	4	4	0,4	0,32	0,32
4. Надежность	0,08	5	3	3	0,4	0,24	0,24
5. Безопасность	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
6. Простота эксплуатации	0,05	4	3	3	0,2	0,15	0,15
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Конкурентоспособность продукта	0,11	4	3	3	0,44	0,33	0,33
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	1	2	2	0,05	0,1	0,1
3. Цена	0,08	4	4	3	0,32	0,32	0,24

## Окончание таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	4	4	4	0,28	0,28	0,28
5. Финансирование научной разработки	0,08	3	5	4	0,24	0,4	0,32
6. Срок выхода на рынок	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
7. Наличие сертификации разработки	0,05	1	3	3	0,05	0,15	0,15
<b>Итого</b>	<b>1</b>				<b>3,83</b>	<b>3,59</b>	<b>3,28</b>

Б<sub>к1</sub> - РХТУ им. Д.И. Менделеева, Б<sub>к2</sub>- Институт проблем нефти и газа РАН, г.Москва

Рассматриваемые в проекте решения имеют наиболее высокий коэффициент конкурентоспособности в сравнении с конкурентами.

## 4.2 Планирование научно – исследовательских работ

### 4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят дипломник, научный руководитель, консультант по части социальной ответственности (СО) и консультант по экономической части (ЭЧ) ВКР. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

Составим перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, проведем распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 9.

### 4.2.2 Определение трудоемкости работ

Трудоемкость выполнения проекта оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости  $t_{ожі}$  используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (4.1)$$

Таблица 9 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
1	2	3	4
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, Дипломник
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Дипломник
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических исследований, изучение литературы	Дипломник
	6	Построение и проведение экспериментов	Руководитель, Дипломник
	7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими данными	Дипломник
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель
	9	Определение целесообразности проведения ОКР	Дипломник, руководитель
<i>Проведение ОКР</i>			
Разработка технической документации и проектирование	10	Сбор информации по охране труда	Дипломник
	11	Оформление результатов по охране труда	Дипломник
	12	Подбор данных для выполнения экономической части работы	Дипломник
	13	Оформление экономической части работы	Дипломник
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	14	Составление пояснительной записки	Дипломник, руководитель

где  $t_{ож\ i}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;  $t_{\min\ i}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;  $t_{\max\ i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_{pi}$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (4.2)$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб.дн.;  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;  $Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Продолжительность работ внесена в табл. 10.

#### 4.2.3 График проведения научного исследования

График проведения научного исследования приведен в табл. 10.

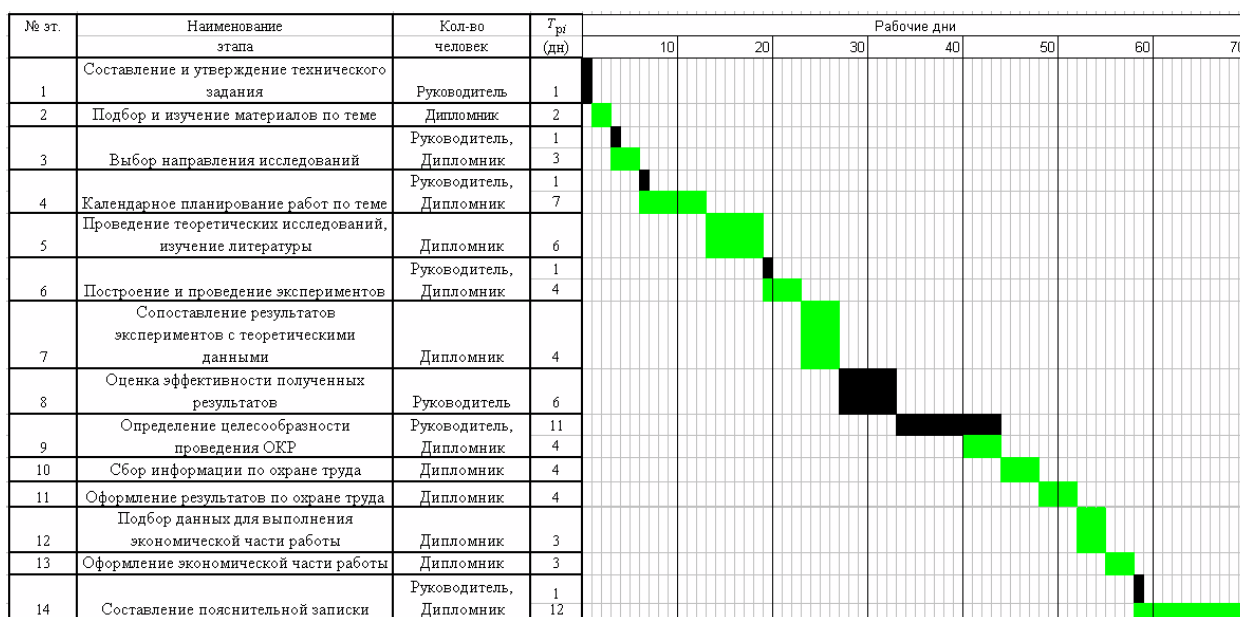
Календарный план-график проведения исследования представлен в табл. 11.

Таблица 10 – Календарный план проекта

№ этапа	Наименование этапа	Кол-во человек	Продолжительность работ			$T_{pi}$ (дн)
			$t_{min}$ (дн)	$t_{max}$ (дн)	$t_{ож}$ (дн)	
1	2	3	4	5	6	7
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	1	1	1	1
2	Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник	2	2	2	2
3	Выбор направления исследований	Руководитель, Дипломник	1 2	1 5	1 3	1 3
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Дипломник	1 4	1 10	1 7	1 7
5	Проведение теоретических исследований, изучение литературы	Дипломник	3	8	6	6
6	Построение и проведение экспериментов	Руководитель, Дипломник	1 3	1 5	1 4	1 4
7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими данными	Дипломник	3	5	4	4

8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель	6	6	6	6
9	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель, Дипломник	10 3	12 5	11 4	11 4
10	Сбор информации по охране труда	Дипломник	3	5	4	4
11	Оформление результатов по охране труда	Дипломник	3	5	4	4
12	Подбор данных для выполнения экономической части работы	Дипломник	2	4	3	3
13	Оформление экономической части работы	Дипломник	2	4	3	3
14	Составление пояснительной записки	Руководитель, Дипломник	1 9	1 14	1 12	1 12
	Всего дней	Руководитель, Дипломник				22 56

Таблица 11– Календарный план-график проведения НИОКР



■ - Руководитель      ■ - Дипломник

### 4.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

#### 4.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расч i}, \quad (4.3)$$

Материальные затраты, необходимые для данной разработки, отражены в таблице 12. Исполнение 1: исследование физико-химических характеристик нефтяных газов Лугинецкого месторождения для НГТУ

Исполнение 2: исследование физико-химических характеристик нефтяных газов Лугинецкого месторождения для НИ ТПУ

Исполнение 3: исследование физико-химических характеристик нефтяных газов Лугинецкого месторождения для НИ МГТУ

Таблица 12 - Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., с НДС руб.			Затраты на материалы, (З <sub>м</sub> ), руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп.3	Исп. 1	Исп. 2	Исп.3	Исп. 1	Исп.2	Исп.3
Бумага	листов	400	600	500	0,6	0,6	0,6	288	432	360
Чернила для принтера	мл	100	150	50	4	4	4	480	720	240
Тетрадь	шт.	2	1	4	15	15	15	36	18	72
Ручка	шт.	3	2	4	10	10	10	36	24	48
Карандаш	шт.	1	2	1	7	7	7	8,4	16,8	8,4
Итого								848	1210	728

#### 4.3.2 Затраты на оборудование

Все расчеты по приобретению спецоборудования, включая 15% на затраты по доставке и монтажу, отображены в таблице 13.

Таблица 13 – Расчет затрат на оборудование для научных работ

Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость с НДС, руб.
Компьютер, в т.ч	1	37920
Системный блок	1	26290
Монитор	1	9690
Манипулятор-мышь	1	590
Клавиатура	1	690
Сетевой фильтр	1	230
Принтер	1	3990
ИТОГО		41480

### 4.3.3 Расчет основной и дополнительной заработной платы

Численность исполнителей принимается как  $N_{рук}=1$ ,  $N_{исп}=1$ , общее число исполнителей – 2 человек.

Расчет эффективного рабочего времени одного исполнителя сведен в табл. 14.

Таблица 14 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	41	75
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	17	17
- праздничные дни	2	2
Номинальный фонд рабочего времени		
Потери рабочего времени		
- отпуск	-	-
- невыходы по болезни	-	-
Эффективный фонд рабочего времени	22	56

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (4.4)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата;  $Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата ( $Z_{осн}$ ) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (4.5)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата одного работника;  $T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;  $Z_{дн}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (4.6)$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;  $M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

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

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

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

$$Z_{\text{дн(рук)}} = \frac{43111,73 * 1}{22} = 1960$$

$$Z_{\text{дн(исп)}} = \frac{3510 * 2}{56} = 125$$

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_b \cdot (k_{\text{пр}} + k_d) \cdot k_p, \quad (4.7)$$

где  $Z_b$  – базовый оклад, руб.;  $k_{\text{пр}}$  – премиальный коэффициент, (определяется Положением об оплате труда);  $k_d$  – коэффициент доплат и надбавок;  $k_p$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

$$Z_{\text{зн}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (4.8)$$

где  $Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата;  $Z_{\text{доп}}$  – дополнительная заработная плата (12-20% от  $Z_{\text{осн}}$ )

Основная заработная плата руководителя (от ТПУ) рассчитывается на основании отраслевой оплаты труда.

Основная заработная плата ( $Z_{\text{осн}}$ ) руководителя от предприятия рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{раб}}, \quad (4.9)$$

где  $Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата одного работника;  $T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за



отклонение от нормальных условий труда, а так же выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} , \quad (4.10)$$

где  $k_{доп}$ - коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12-0,15)

Таблица 15 – Расчёт основной и дополнительной заработной платы

Исполнители	З <sub>б</sub> , руб.	$k_p$	З <sub>м</sub> , руб.	З <sub>дн</sub> , руб.	Т <sub>р</sub> , раб. дн.	З <sub>осн</sub> , руб.	З <sub>зп</sub>
Руководитель	33162,9	1,3	43111,7	1960	22	43340	6501
Дипломник	2700	-	2700	125	56	7000	1050

Рассчитываем отчисления на социальные нужды (27,1% ):

$$Q_{соц.н.} = 0,271 * ЗП, \text{руб.}, \quad (4.11)$$

Таблица 16 – Заработанная плата одного исполнителя НИР

	Заработная плата	Социальные отчисления
Руководитель	49841	13506,9
Исполнитель	7000	0
ИТОГО	56841	13506,9

#### 4.3.4 Расчет затрат на научные и производственные командировки

Затраты на научные и производственные командировки исполнителей определяются в соответствии с планом выполнения темы и с учетом действующих норм командировочных расходов различного вида и транспортных тарифов.

В представленном исследовании командировки отсутствовали.

#### 4.3.5 Контрагентные расходы

Контрагентные расходы включают затраты, связанные с выполнением каких-либо работ по теме сторонними организациями (контрагентами, субподрядчиками), т.е.:

а) Работы и услуги производственного характера, выполняемые сторонними предприятиями и организациями. К работам и услугам производственного характера относятся:

- выполнение отдельных операций по изготовлению продукции, обработке сырья и материалов;

- проведение испытаний для определения качества сырья и материалов;

- контроль за соблюдением установленных регламентов технологических и производственных процессов;

- ремонт основных производственных средств;

- поверка и аттестация измерительных приборов и оборудования, другие работы (услуги) в области метрологии и прочее.

- транспортные услуги сторонних организаций по перевозкам грузов внутри организации (перемещение сырья, материалов, инструментов, деталей, заготовок, других видов грузов с базисного (центрального) склада в цехи (отделения) и доставка готовой продукции на склады хранения, до станции (порта, пристани) отправления).

б) Работы, выполняемые другими учреждениями, предприятиями и организациями (в т.ч. находящимися на самостоятельном балансе опытными (экспериментальными) предприятиями по контрагентским (соисполнительским) договорам на создание научно-технической продукции, головным (генеральным) исполнителем которых является данная научная организация).

Контрагентные расходы отсутствуют.

#### **4.3.6 Накладные расходы**

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и

телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (4.12)$$

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

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

#### 4.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в табл. 17.

Таблица 17 - Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	2	3	4
1. Материальные затраты НИИ	848	1210	728
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	41480	41480	41480
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	56841	56841	56841
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	7551	7551	7551
5. Отчисления во внебюджетные фонды	13506,9	13506,9	13506,9
6. Накладные расходы	19236,3	19294,2	19217,1
<b>7. Бюджет затрат НИИ</b>	<b>139463,2</b>	<b>139883,1</b>	<b>139324,0</b>

#### 4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (4.13)$$

где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;  $\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;  $\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (4.14)$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го варианта исполнения разработки;  $a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;  $b_i^a, b_i^p$  – бальная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;  $n$  – число параметров сравнения.

Таблица 18 - Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,98	1	0,96
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,05	4,45	3,9
3	Интегральный показатель эффективности	4,13	4,45	4,06
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	0,93	1	0,91

Заключение: в ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были определены финансовый показатель разработки, показатель ресурсоэффективности, интегральный показатель эффективности и, на основании сравнительной эффективности вариантов исполнения, оптимальным был выбран вариант исполнения 2: исследование физико-химических характеристик нефтяных газов Лугинецкого месторождения для НИ ТПУ.

