

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

---

Школа инженерного предпринимательства  
Направление подготовки 38.04.02 Менеджмент

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Экономические аспекты инновационных решений утилизации попутного нефтяного газа в условиях Томской области</b>

УДК\_622.276.65:665.632:316.422:65.011.46(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2ЭМ-52	Ахмедов Эльчин Алман-оглы		

Руководитель

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Феденкова А.С.	-		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Громова Т.В.	-		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Директор ШИП	Хачин С.В.	к.т.н.		

Томск – 2018 г.

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

Школа инженерного предпринимательства  
 Направление подготовки 38.04.02 Менеджмент

УТВЕРЖДАЮ:  
 Директор ШИП  
 С.В. Хачин

«\_\_» января 2018 года

**ЗАДАНИЕ  
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
О-2ЭМ-52	Ахмедову Эльчину Алман-оглы

Тема работы:

<b>Экономические аспекты инновационных решений утилизации попутного нефтяного газа в условиях Томской области</b>	
Утверждена приказом директора	от 04.04.2016 г., №2439/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

Исходные данные к работе	Данные отчетности и статистики по добыче углеводородного сырья, сжиганию попутного газа, выбросам загрязняющих веществ, законодательные и нормативные акты РФ, материалы монографий, научных статей отечественных и зарубежных авторов по проблеме загрязнения окружающей среды и утилизации ПНГ
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Общая характеристика попутного нефтяного газа</li> <li>2. Факторы, влияющие на уровень утилизации ПНГ</li> <li>3. Законодательное регулирование процессов обращения попутного нефтяного газа</li> <li>4. Традиционные методы утилизации</li> <li>5. Инновационный метод утилизации</li> <li>6. Утилизация попутного нефтяного газа на территории Томской области</li> </ol>

	7. Расчет экономического эффекта 8. Социальная ответственность
Перечень графического материала	1. Сравнение объемов добычи ПНГ и его использования 2. Количество ПНГ, сожженного на факелах 3. Методы использования ПНГ 4. Принципиальная блок схема «GTL» 5. Основные направления использования ПНГ 6. Экономические расчеты
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Социальная ответственность	Феденкова Анна Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Традиционные проекты утилизации ПНГ на Казанском месторождении Томской области	Traditional APG utilization projects at the Kazan deposit of the Tomsk region

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	К. Э. Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2ЭМ-52	Ахмедов Эльчин Алман-оглы		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
О-2ЭМ52	Ахмедову Эльчину Алман-оглы

Школа	Инженерного предпринимательства	Кафедра	-
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	38.04.02 Менеджмент

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места	Описание рабочего места офиса ОАО «Востокгазпром» на предмет возникновения: - вредных проявлений факторов производственной среды: в офисе установлено местное и общее освещение, кондиционеры, электромагнитные поля на низком уровне, метеоусловия в норме. - опасных проявлений факторов производственной среды: в офисе установлена пожарная сигнализация, имеется запасной выход. Рабочее место оборудовано в соответствии с нормами техники безопасности.
2. Список законодательных и нормативных документов по теме	1. Трудовой кодекс РФ; 2. ГОСТ Р ИСО 26000-2010 «Руководство по социальной ответственности»; 3. Серией международных стандартов систем экологического менеджмента ISO 14000; 4. GRI (Global Reporting Initiative) – всемирная инициатива добровольной отчетности; 5. SA 8000 – устанавливает нормы ответственности работодателя в области условий труда.
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. Анализ факторов внутренней социальной ответственности:	Анализ факторов внутренней социальной ответственности: - соблюдение техники безопасности, персонал проходит инструктаж по технике безопасности; - поддержание социально значимой заработной платы и стабильность выплаты заработной платы; - работники предприятия получают полный социальный пакет; - оказание помощи работникам в критических ситуациях.

2. Анализ факторов внешней социальной ответственности:	Анализ факторов внешней социальной ответственности: - взаимодействие с местным сообществом и местной властью; - спонсорство и корпоративная благотворительность;
3. Правовые и организационные вопросы обеспечения социальной ответственности:	Анализ правовых норм трудового законодательства – ТК РФ; Анализ внутренних нормативных документов и регламентов организации – устав предприятия, приказы, договора.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию	1) Стейкхолдеры ОАО «Востокгазпром» 2) Структура программ корпоративной социальной ответственности 3) Затраты на мероприятия корпоративной социальной ответственности

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры менеджмента	Феденкова А. С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2ЭМ52	Ахмедов Э. А.		

## Планируемые результаты обучения по ООП 38.04.02 Менеджмент (магистр)

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять теоретические знания, связанные с основными процессами управления развитием организации, подразделения, группы (команды) сотрудников, проекта и сетей; с использованием методов управления корпоративными финансами, включающие в себя современные подходы по формированию комплексной стратегии развития предприятия, в том числе в условиях риска и неопределенности
P2	Использовать способность воспринимать, обрабатывать, анализировать и критически оценивать результаты, полученные отечественными и зарубежными исследователями управления; выявлять и формулировать актуальные научные проблемы в различных областях менеджмента; формировать тематику и программу научного исследования, обосновывать актуальность, теоретическую и практическую значимость избранной темы научного исследования; проводить самостоятельные исследования в соответствии с разработанной программой; представлять результаты проведенного исследования в виде научного отчета, статьи или доклада
P3	Использовать способность анализировать поведение экономических агентов и рынков в глобальной среде; использовать методы стратегического анализа для управления предприятием, корпоративными финансами, организацией, группой; формировать и реализовывать основные управленческие технологии для решения стратегических задач
P4	Разрабатывать учебные программы и методическое обеспечение управленческих дисциплин, умение применять современные методы и методики в процессе преподавания управленческих дисциплин
P5	Понимать необходимость и уметь самостоятельно учиться и повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, развивать свой общекультурный, творческий и профессиональный потенциал
P6	Эффективно работать и действовать в нестандартных ситуациях: индивидуально и руководить командой, в том числе международно-междисциплинарной тематике, обладая навыками языковых, межкультурных деловых и научных коммуникаций, а также нести персональную и этическую ответственность за принятые решения, ответственно воспринимая социальные, этические, профессиональные и культурные различия

## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 87 страниц, 11 рисунков, 15 таблиц, 40 источников, 3 приложения

НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ, УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА, СЖИГАНИЕ НА ФАКЕЛАХ.

Объектом исследования является ОАО «Томскгазпром» Казанское месторождение

Цель работы – анализ экономических аспектов инновационных решений утилизации попутного нефтяного газа, по отношению к существующим методам утилизации применяемые на территории Томской области.

В работе рассмотрена общая характеристика утилизации попутного нефтяного газа в мире и в России. Установлено, что метод поставки на газоперерабатывающие заводы, наиболее эффективный с технико-экономической, географической точек зрения. Представлены количественные показатели по сжиганию и использованию попутного нефтяного газа в России и Томской области.

Исследованы существующие методы использования попутного нефтяного газа, а так же методы, применяемые на территории Томской области.

Представлена инновационная технология по использованию попутного нефтяного газа, при внедрении которой уровень полезного использования достигнет максимальных отметок.

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office 2010, текстовая часть выполнена в Microsoft Word, расчеты и графики в – Microsoft Excel. Презентация создана в Microsoft Power Point.

## **Обозначения и сокращения**

ПНГ - попутный нефтяной газ,

ТЭО – технико-экономическое обоснование

ГКС – газокompрессорная станция

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

ГКМ – газоконденсатное месторождение

ФВД – факел высокого давления

ФНД – факел низкого давления

УПВ – установка подготовки воды

БКНС – блочная кустовая насосная станция

ГС – газовый сепаратор

ГПЗ – газоперерабатывающий завод

УПТГ – установка подготовки топливного газа

ШФЛУ – широкие фракции легких углеводородов

ТГ – топливный газ

ГПЭС – газопоршневая электростанция

GTL – Gas-to-liquids — газ в жидкость



## Оглавление

Введение.....	10
1 Современное состояние утилизации попутного нефтяного газа в России ..	14
1.1 Попутный нефтяной газ: общая характеристика и динамика утилизации .....	14
1.2 Факторы, влияющие на уровень утилизации попутного нефтяного газа .....	21
1.3 Законодательное регулирование процессов обращения с ПНГ в Российской Федерации и за рубежом .....	26
2 Анализ инновационно-технологических методов утилизации ПНГ в России и в мире .....	30
2.1 Традиционные проекты утилизации ПНГ на Казанском месторождении Томской области .....	30
2.2 Инновационный метод утилизации ПНГ .....	37
3 Оценка экономической эффективности реализации инновационных проектов .....	43
3.1 Анализ утилизации попутного нефтяного газа в Томской области .....	43
3.2 Общая характеристика предприятия.....	47
3.3 Расчет экономического эффекта от применения промышленной энергетической блочной установки на Казанском месторождении .....	49
4. Социальная ответственность ОАО «Востокгазпром».....	56
Заключение .....	69
Список публикаций магистранта.....	71
Список использованных источников .....	72
Приложение А Traditional APG utilization projects at the Kazan deposit of the Tomsk region.....	76
Приложение Б Нормативные документы, регулирующие вопросы обращения с ПНГ .....	84
Приложение В Структура программ корпоративной социальной ответственности ОАО «Востокгазпром».....	87

## Введение

**Актуальность темы исследования.** Сжигание попутного нефтяного газа (ПНГ), содержащегося в растворенном виде в нефти, одна из ключевых проблем нефтегазового комплекса России. Ежегодный объем добычи ПНГ составляет порядка 63 млрд. м<sup>3</sup> или 9,1% валовой добычи газа в России. При этом фактически сжигается на факельных установках порядка 14 млрд. м<sup>3</sup> ПНГ. Значительный объем сжигания ПНГ (более 23% от объема добычи) ставит Россию в число стран по неэффективному использованию ПНГ (для сравнения, в Канаде уровень сжигания не превышает 3%). Ежегодно в результате факельного горения, в атмосферу выбрасывается порядка 325 тыс. тонн загрязняющих веществ (сажи, окислы, азот, диоксид углерода и т.д.), что составляет 17% от всех выбросов в России. Население нефтедобывающих регионов подвергается негативному воздействию: на расстоянии до 20 км. от факельных систем, фиксируется превышение нормативных уровней концентрации аммиака и окиси азота. Попутный газ является невозобновляемым энергоресурсом и ценным сырьем для химической промышленности - наносится ущерб экономике страны. По оценке Министерства природных ресурсов РФ, в составе нефтяного газа каждый год сжигается до 14 млн. м<sup>3</sup> гелия, 7 млн. тонн этана, 5 млн. тонн пропана. При сжигании 1 млрд. м<sup>3</sup> ПНГ потери товарной продукции на общую сумму 9,1 млрд. рублей, экономические потери каждый год растут и составляют до 143 млрд. рублей. В следствие чего, нерациональное использование ресурсов попутного газа приводит к существенному экономическому и экологическому ущербу. Проекты утилизации попутного газа, проводимые российскими компаниями не позволяют снизить экологические и экономические потери. Сжигание ПНГ с 2006 по 2016 гг. увеличилось, с 7 до 15 млрд. м<sup>3</sup>. При выработке электроэнергии в составе попутного газа сжигаются ценные химические компоненты и не

используются как сырье для получения конечных продуктов с высокой добавленной стоимостью. В настоящий момент, на уровне Правительства РФ, и нефтедобывающих предприятий не сформулирована задача по исключению сжигания попутного газа. Так же, отсутствуют механизмы по стимулированию переработки ПНГ - использование в качестве топлива для выработки энергии и тепла, обеспечивает частичное снижение выбросов парниковых газов в атмосферу. Следовательно необходимо разработать подходы для решения проблемы рационального использования ресурсов попутного газа и исключения загрязнения окружающей среды продуктами его сжигания, в частности, за счет реализации инновационных технологий.

**Степень научной разработанности проблемы.** Оценка проблемы сжигания попутного нефтяного газа и воздействия данного процесса на окружающую среду, анализ принципов управления загрязнением в рамках механизмов Киотского протокола и специфики реализации проектов утилизации газа в России. В рамках диссертационного исследования изучены теоретические и методологические подходы к оценке проектов, а также выбору эффективных инвестиционных решений.

**Цель и задачи исследования.** Целью исследования является анализ экономических аспектов инновационных решений утилизации попутного нефтяного газа, по отношению к существующим методам утилизации применяемые на территории Томской области. Для достижения поставленной цели сформулированы следующие задачи:

1. Исследовать общую картину утилизации попутного нефтяного газа в мире и по России
2. Исследовать факторы влияющие на темпы утилизации попутного нефтяного газа.
3. Рассмотреть законодательное регулирование в мире и в России по проблеме утилизации попутного нефтяного газа
4. Исследовать традиционные и инновационные методы и технологии утилизации попутного нефтяного газа.

5. Произвести анализ существующей ситуации по утилизации попутного нефтяного га на территории Томской области

6. Произвести расчет экономического эффекта от внедрения на производстве энергетической установки

**Объект и предмет исследования.** В качестве объекта исследования рассматриваются инновационные проекты по утилизации ПНГ. Предмет исследования - нефтегазовые компании, ведущие деятельность по извлечению углеводородного сырья из недр.

**Теоретическая и методологическая основа исследования.** Исследование основывается на теоретических и методологических положениях, содержащихся в трудах зарубежных и отечественных авторов в области утилизации попутного нефтяного газа, инновационных технологий в нефтегазовой сфере. Для достижения поставленных задач был применен системный подход, сравнительный анализ и данные полученные во время прохождения производственных практик на предприятии

**Информационная база исследования** состоит из данных отчетности и статистики по сжиганию попутного газа, добыче нефти, выбросам вредных веществ, законодательные и нормативные акты РФ, научных статей зарубежных и отечественных авторов по проблеме ПНГ, опубликованных в периодических изданиях. Диссертационная работа выполнена с использованием информационных ресурсов Интернет, материалов научно-практических конференций, фактических данных предоставленных нефтегазовыми компаниями.

**Научная новизна** исследования состоит в анализе инновационных проектов и технологий, по увеличению полезного использования нефтяного газа и снижению выбросов в атмосферу, которые применимы для производственных, инфраструктурных, природно-климатических и геологических условий Томской области.

**Теоретическая и практическая значимость** заключается в возможности использования существующих инновационных проектов на

месторождениях Томской области, что позволит снизить вредное воздействие на окружающую среду за счет исключения сжигания попутного газа и выбросов парниковых газов в атмосферу. А так же снизить затраты проектов новых технологий, за счет дополнительного дохода от реализации квот на выбросы парниковых газов в рамках механизмов Киотского протокола.

# **1 Современное состояние утилизации попутного нефтяного газа в России**

## **1.1 Попутный нефтяной газ: общая характеристика и динамика утилизации**

Попутный нефтяной газ (ПНГ), выделяется при добычи нефти. Залежи нефти содержат в себе значительное количество растворенного газа и при его добычи, в процессе сепарации, происходит выделение газа. Так как мировые цены на нефть обуславливают большую ценность именно жидкой фазы, то на газ воспринимается как побочный продукт. На газовых же месторождениях, жидкая фаза является попутным продуктом. Многие нефтяные месторождения технологически не обустроены, так что бы можно было собирать выделившейся газ из нефти и использовать его для дальнейшей транспортировки.

Попутный нефтяной газ - растворенный в нефти или находящийся в газовых «шапках» нефтяных и газоконденсатных месторождений. В прошлом веке попутный нефтяной газ в связи с отсутствием инфраструктуры для его подготовки, сбора, транспортировки, переработки и отсутствием потребителя, просто сжигался на факелах. На одну тонну нефти приходится порядка 2-3 тыс. м<sup>3</sup> попутного нефтяного газа, в зависимости от добываемой нефти. Еще одна особенность попутного нефтяного газа в том, что помимо метана и этана в нем присутствуют более тяжелые углеводороды, такие как пропан и бутан. В газе, содержатся также не углеводородные компоненты: меркаптаны, сероводород и углекислый газ, гелий, азот и аргон. Попутный нефтяной газ различают по геологическим характеристикам, при эксплуатации залежи бывает газ газовых шапок и газы, растворённые в нефти. На начальных стадиях разработки месторождения обычно проявляется попутный нефтяной газ газовых шапок.

На второй стадии разработки и далее основную часть выделяемого попутного нефтяного газа составляют газы, растворенные в нефти.

«Свободный» газ или как его еще называют газ газовых шапок, по составу является легким (из за небольшого содержания пропана и бутана), в отличие от растворенного в нефти газа. Следовательно, первая и вторая стадии освоения месторождений, как правило, характеризуются большими объемами добычи попутный нефтяной газ с большей долей метана в своем составе. [1]

В какой то момент дебит попутного нефтяного газа сокращается, как правило это после длительной эксплуатации месторождения и основная доля приходится на тяжелые углеводороды.

Попутный нефтяной газ имеет высокую теплотворную способность, которая колеблется в пределах от 9 тысяч до 15 тысяч Ккал/ м<sup>3</sup>, что делает его важным сырьем для энергетики и химической промышленности. Но использование в энергогенерации затрудняется наличием большого количества примесей, что требует дополнительных затрат на очистку («осушку») газа, а так же нестабильностью состава

ПНГ имеет широкое применение в химической промышленности благодаря содержащимся в нем метану и этану, которые используются для производства каучука, пластических масс, а более тяжелые элементы становятся сырьем при производстве высокооктановых топливных присадок, ароматических углеводородов, и сжиженных углеводородных газов, в частности, сжиженного пропан-бутана технического (СПБТ).

В докладе Министерства природных ресурсов от 2015 года сказано, что из-за сжигания попутного нефтяного газа бюджет недополучает ежегодно порядка 141,2 млрд. рублей (консолидированная стоимость жидких углеводородов, пропана, бутана и сухого газа, производимых при переработке попутного газа). В нефтепромысловых районах сжигание попутного нефтяного газа приводит к ухудшению экологической обстановки и значительным выбросам твердых загрязняющих веществ. При допустимых «технологических потерях» и не рациональном сжигании ПНГ в атмосферу выбрасывается активная сажа и диоксид углерода. В России ежегодно

образуется почти 100 млн. тонн выбросов углекислого газа, из за горящих факелов. Учеными доказано, что российские факелы неэффективны, т.е. газ в них сгорает не полностью. Следовательно, в атмосферу выделяется метан, который по своим параметрам гораздо более активный парниковый газ, чем углекислый газ. По подсчетам Министерства природных ресурсов объем выбросов сажи при сжигании попутного нефтяного газа оценивается приблизительно в 0,5 млн. тонн ежегодно. [2]

Сжигание попутного нефтяного газа сопровождается тепловым загрязнением окружающей среды: вокруг факела радиус термического разрушения почв колеблется в пределах 10-25 метров, растительности - от 50 до 150 метров. При этом в атмосферу поступают как продукты сгорания ПНГ, в том числе окись азота, сернистый ангидрид, окись углерода, так и различные несгоревшие углеводороды. Это приводит к увеличению заболеваемости местного населения раком легких, бронхов, к поражениям печени и желудочно-кишечного тракта, нервной системы, зрения.

Переработка ПНГ – направление, которому сегодня уделяется повышенное внимание. По статистическим данным 2015 г. (рисунок 1.1), всего в РФ извлечено из недр 92,0 млрд. м<sup>3</sup> ПНГ. Уровень использования ПНГ составил 88,2 %, при этом в факелах сожжено 10,5 млрд. м<sup>3</sup> (что составляет 11,8 % от общего уровня извлечения) (рисунок 1.2).



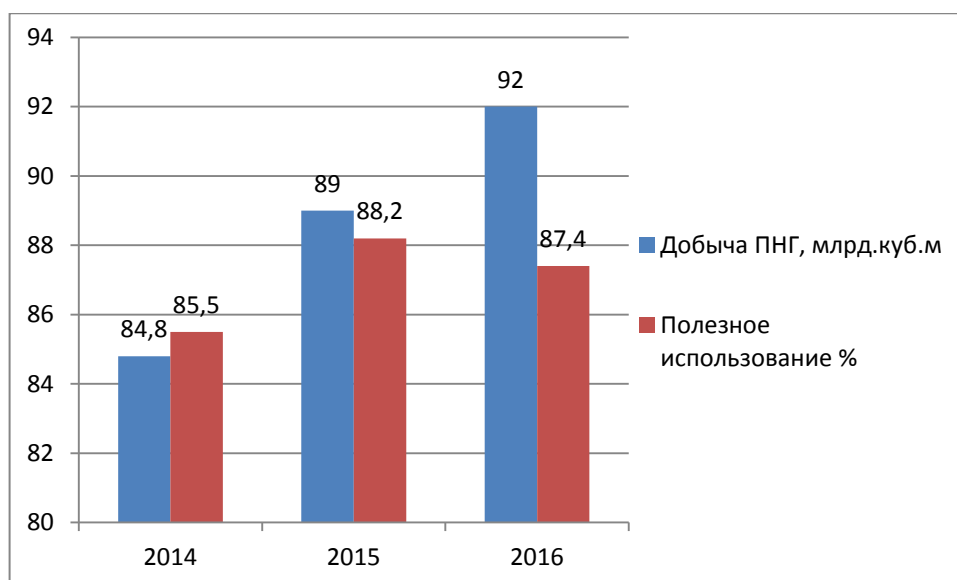


Рисунок.1.1 –Сравнение объема добычи ПНГ и полезного использования за 2014-2016 гг.,млрд. м<sup>3</sup>

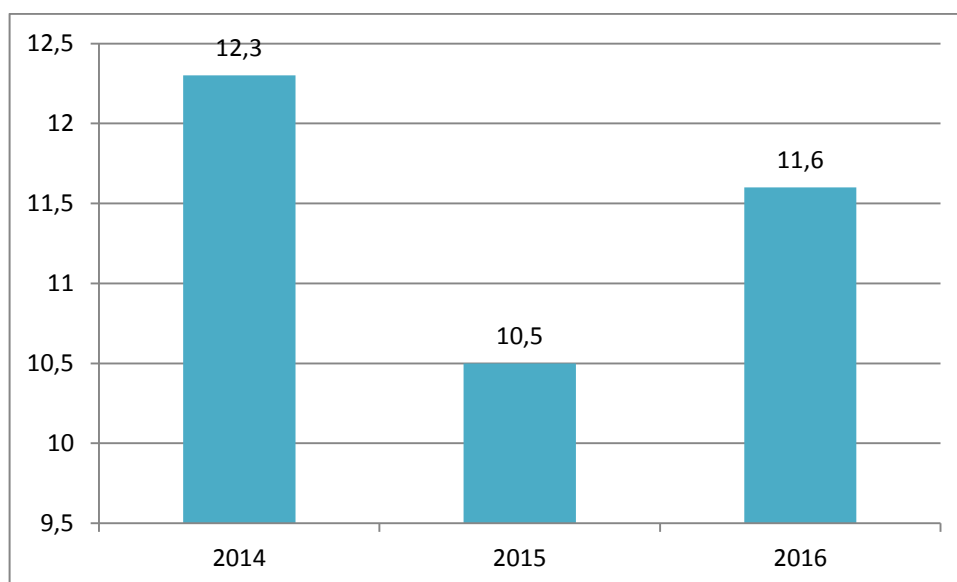


Рисунок 1.2 – Сравнение объемов ПНГ, сожженного на факелах за 2014-2016 гг., млрд. м<sup>3</sup>

По результатам 2014 и 2015 гг. в России снизилось сжигание попутного газа на 1,8 млрд. м<sup>3</sup> (-14,6 %) при росте извлечения на 4,2 млрд. м<sup>3</sup> (+5,0 %). Согласно данным извлечения попутного нефтяного газа в 2016 г., объем добытого из недр ПНГ составит 92,2 млрд. м<sup>3</sup>, что на 3,2 млрд. м<sup>3</sup> больше, чем в 2015 г. (+3,6 %). Степень рационального использования нефтяного газа в 2016 г. составит 87,4 процента, что немного ниже уровня 2015 г. на 0,8 процентных пункта из-за увеличения объема

сжигания на 1,1 млрд. м<sup>3</sup>. В целом наблюдается рост полезного использования ПНГ в России с 85,5 % в 2014 г. до 88,2 % в 2015 г. Прогноз на 2016 году увеличение сжигания на 10,5 процентов, что связано с увеличением извлечения попутного нефтяного газа и отсутствием современной инфраструктуры для сбора и транспортировки газа.

На сегодняшний день возможны несколько альтернатив сжиганию ПНГ. Такие как – поставка ПНГ на газоперерабатывающие и нефтехимические предприятия, однако требуется создание инфраструктуры подготовки и транспортировки газа. В районах нефтедобычи попутный нефтяной газ применяют в качестве топлива при производстве электроэнергии на предприятии.

Нефтегазодобывающие компании ищут новые способы рационального использования газа, к примеру внедрение технологии закачки газа в пласт для повышения нефтеотдачи. По результатам 2015 года закачка в пласт для повышения пластового давления и увеличения нефтеотдачи составила 6,1 млрд м<sup>3</sup> попутного нефтяного газа, что составляет 6,8 % рационального использования ПНГ (таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Методы использования газа попутного газа в России

	2011	2012	2013	2014	2015
Всего по России	100	100	100	100	100
В переработку на ГПЗ	47,4	47,3	43,6	43,8	50,3
Поставка в ГТС	3,3	5,2	3,8	7,7	3
Поставка местным потребителям	9,5	8,6	10	7,9	8,2
Собственные нужды и потери	15,3	15,2	23,2	25,8	20
Закачка в пласт для ППД	-	-	-	-	6,8
Итого использование	75,5	76,3	80,6	85,2	88,3
Сжигание на факелах	24,5	23,7	19,4	14,8	11,7

В России на сегодняшний день переработка попутного газа и производство электроэнергии являются основными направлениями реализации ПНГ. Как видно из таблицы 1.1 поставка газа в переработку

является самым популярным и эффективным способом использования ПНГ. В 2015 году составило 50,3 % от общего использования извлеченного газа, и это больше на 6,5 процентного пункта по сравнению с 2014 г. Поставка в газотранспортные сети (ГТС) потребителям в 2015 г. в целом составила 11,2 % от использования ПНГ. Расход на собственные технологические нужды, включая объекты энергетики и потери при добыче, составляет 20 % от полезного использования ПНГ в 2015 г. [3]

Динамику увеличения извлечения ПНГ и снижения сжигания можно увидеть и в разрезе следующих регионов России при сравнении 2015 г. с 2014 г: (рисунок 1.3)

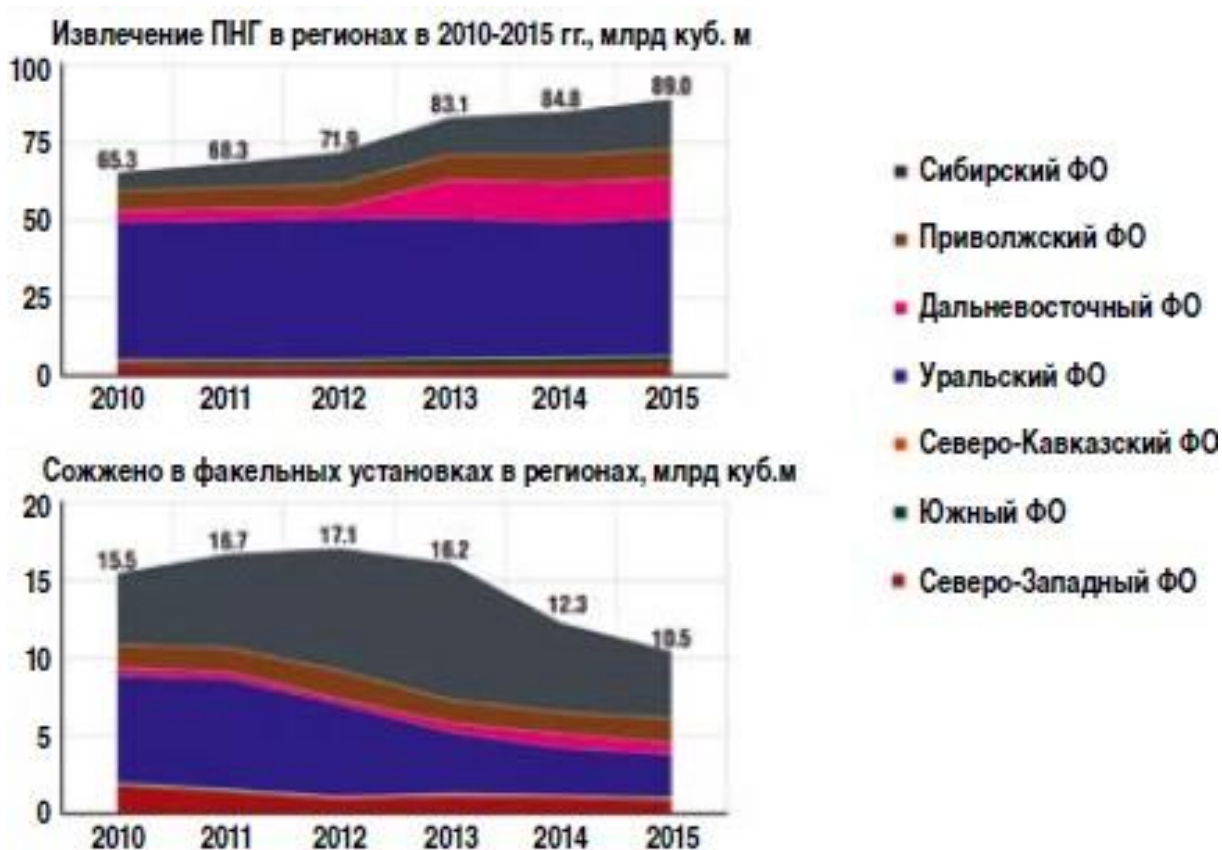


Рисунок 1. 3 – Количество извлеченного и сожженного ПНГ по регионам России

-Уральский ФО на 1,1 млрд. м<sup>3</sup>;

-Сибирский федеральный округ на 2,3 млрд. м<sup>3</sup>;

-Южный ФО на 0,2 млрд. м<sup>3</sup>;

- Приволжский ФО на 0,6 млрд. м<sup>3</sup>;
- Северо-Западный на 0,2 млрд. м<sup>3</sup>;
- Дальневосточном ФО на минус 0,2 млрд. м<sup>3</sup>.

В Сибирском, Северо-Западном, Уральском и Дальневосточном федеральных округах наблюдается снижение процентного сжигания попутного нефтяного газа. К следствие использование попутного нефтяного газа с 2014-2015 гг. значительно улучшилась:

- Уральском ФО с 92,9 % до 93,7 %;
- Сибирском ФО с 58,7 % до 73,5 %;
- Дальневосточном ФО с 93,2 % до 94,2 %;
- Северо-Западном с 66 % до 73,5 %.

В остальных округах процент полезного использования ПНГ снизился не значительно в 2015 г. по отношению к 2014.

В разрезе регионов РФ максимальные показатели полезного использования ПНГ фиксируются в Западной Сибири (93,0 % в 2015 г.) (таблица 1.2), характеризующейся сравнительно развитой транспортной инфраструктурой и наличием крупных потребителей ПНГ.

Таблица 1.2 – Полезное использование ПНГ в регионах России

Регионы	С начала года		
	2013	2014	2015
Европейская часть России	80	82,3	83,3
Западная Сибирь	90,2	92	93
Восточная Сибирь и Дальний Восток	59	74,6	82,2

Коэффициент полезного использования в Европейской части за 2015 г. достиг 83,3 %. По Восточной Сибири и на Дальнем Востоке зафиксированы самые минимальные показатели утилизации ПНГ – 82,2 %.

Согласно динамике полезного использования попутного газа по месяцам в 2015 г. можно зафиксировать увеличение процента полезного использования ПНГ по сравнению с 2014 г.

Как видим, объем извлечения нефтяного газа в 2015 г. по сравнению с 2014 г. вырос на 4,2 млрд м<sup>3</sup> (+5 %). В 2016 году ожидается рост объемов извлечения попутного нефтяного газа на 3,2 млрд. м<sup>3</sup> (+3,6 %).

В 2015 году полезное использование нефтяного газа составило 88,2 %, что больше на 2,7 % по сравнению с 2014 г. Согласно прогнозу на 2016 г., процент полезного использования ПНГ составит 87,4 %, что ниже уровня 2015 г. на 0,8 процентного пункта.

Сжигание в 2015 г. по сравнению с 2014 г. Снизилось на 1,8 млрд. м<sup>3</sup> (-14,6 %). Ожидается увеличение объема сжигания в 2016 году по сравнению с 2015 г. на 1,1 млрд м<sup>3</sup> (+10,5 %) из-за экономической ситуации, связанной с низким спросом на углеводородное сырье.

Можно резюмировать, что, по итогам 2015 г., добыча ПНГ в России составила 89 млрд м<sup>3</sup>, на 2016 г. Что больше на 3,6 % – до 92,2 млрд м<sup>3</sup>. Основная доля извлеченного попутного газа пришлась на ВИНК – 77,5 %.

В последние несколько лет в России наблюдалась тенденция снижения объемов сжигаемого ПНГ. Так, в 2015 г. этот показатель достиг исторического минимума в 10,5 млрд м<sup>3</sup> (по сравнению, например, с 17,1 млрд в 2012 г.). Это произошло благодаря планомерным действиям государства по повышению полезного использования попутного газа.

Однако в нынешнем году тренд может измениться – по данным компаний, ожидается рост сжигания ПНГ на факельных установках до 11,6 млрд м<sup>3</sup>. Связано это, в том числе, с разработкой новых месторождений и возникающими сложностями по прогнозированию извлекаемых объемов попутного газа. [4]

## **1.2 Факторы, влияющие на уровень утилизации попутного нефтяного газа**

Факторы, влияющие на уровень утилизации попутного газа можно разделить на два типа – факторы, влияющие напрямую и факторы, влияющие косвенно.

Факторы, влияющие напрямую – это технологические факторы, которые жёстко ограничивают возможности использования тех или иных методов утилизации. Технологические факторы имеют свойство большой инерционности – так, строительство трубопровода (а отсюда факт наличия/отсутствия) доступа к ГТС имеет длительный характер и процесс перемены состояния занимает длительный срок.

Под косвенными факторами понимаются факторы, которые влияют на выбор недропользователя, но не ограничивают его. Такими факторами можно назвать экономические факторы.

Далее можно выделить институциональные факторы. Они занимают промежуточное положение между факторами прямого и непрямого влияния – с одной стороны, они действительно могут напрямую ограничить выбор недропользователя – например, под угрозой изъятия лицензии или по причине отсутствия свободного рынка. С другой стороны, они могут носить косвенный характер, в плане возможности недропользователя выбирать между соблюдением условий или выплатой штрафов.

WWF в своём докладе от 2009 года выделяет следующие факторы, влияющие на утилизацию:

- Технические
- Инфраструктура
- Измерительные приборы
- Техничко-технологические возможности
- Налаженные технологические цепочки
- Возможность транспортировки газа
- Экономические
- Цены на газ
- Наличие ценового регулирования
- Налоги и льготы
- Издержки на утилизацию
- Институциональные

- Законодательная база
- Государственный контроль
- Конкуренция

Технические факторы, наиболее существенно влияющие на утилизацию, тесно связаны с основными типами утилизации. Важность доступа к поставкам газа на ГПЗ очевидна, так как именно на ГПЗ происходит процесс утилизации. Аналогично обстоит дело с возможностью поставок газа на объекты генерации. Однако, как отмечает WWF: «Развитие переработки ПНГ зависит не только от развития мощностей, перерабатывающих нефтяной газ, а также отдельные его фракции, но и от развития транспортной инфраструктуры. Важную роль играет строительство трубопроводов как от мест добычи ПНГ к газоперерабатывающим заводам (ГПЗ), а также продуктопроводов от ГПЗ к газонефтехимическим комбинатам». Таким образом, ещё одним важным фактором является наличие доступа к трубопроводному транспорту. В данной работе оба фактора (наличие ГПЗ, на который поставляется ПНГ и наличие трубопровода, через который поставляют данный газ) будут объединены в общий показатель факта поставки газа на ГПЗ, и аналогично на объекты генерации.

Технический фактор поставок газа в ГТС Газпрома будет рассмотрен как отдельный технический фактор, так как он отличается от поставок газа на ГПЗ и др. тем образом, что условия поставок регулируются гораздо жёстче. Газпром может принять в свою систему газ только определённых параметров (регламентируемое давление 5.5-5.7 МПа и с жёстко регулируемыми по ГОСТам показателями точки росы по влаге и по углеводородам).

Характеристики самих месторождений и способов добычи так же определяют технические возможности по утилизации. Так, рост газового фактора определяет увеличение добычи ПНГ, тогда как технические возможности по его сбору и утилизации могут иметь количественные ограничения. Увеличение количества новым скважин, которые только

начинают добычу, могут быть не полным образом обустроены и так же влияют на уровень утилизации ПНГ. [5]

Таким образом, в данной работе будут проверены теоретические предпосылки влияния следующих технических факторов:

- Доступ к ГПЗ – рост утилизации
- Доступ к генерации – рост утилизации
- Доступ к ГТС – рост утилизации
- Газовый фактор – падение утилизации
- Новые скважины – падение утилизации

Экономические факторы, которые могут влиять на уровень утилизации попутного газа – это в первую очередь ценовые факторы. Исходя из определения ПНГ как попутного от нефтедобычи газа, и отсутствием рынка ПНГ как такового, на утилизацию будут влиять цены нефти. Главным ценовым фактором российской нефтедобычи является стоимость на международном рынке барреля нефти марки Brent, и именно этот фактор будет исследоваться в данной работе. Исходя из того, что работы по утилизации на территории России должны оплачиваться в национальной валюте, важным экономическим фактором является валютный курс рубля к доллару. Исходя из предположения, что при росте цен на нефть количество добываемой нефти возрастает, а, следовательно, растёт и количество добываемого попутного газа, который является не основным продуктом – рост стоимости барреля нефти должен уменьшать процент утилизации попутного газа. Гипотеза влияния данных показателей такова:

- Цена на электроэнергию – рост утилизации
- Цена на природный газ - рост утилизации
- Цена на полиэтилен – рост утилизации
- Рублёвый доход от продажи барреля нефти марки Brent – падение утилизации

Институциональные факторы, рассматриваемые в данной работе – это факторы внутренней и внешней среды предприятий. Внутренняя среда



характеризуется формой организации и формой собственности. Это могут быть крупные вертикально интегрированные компании (с точки зрения формы организации), либо независимые производители. Так же форма собственности может быть государственной либо частной.

Исходя из предположения о том, что крупные вертикально интегрированные компании имеют больше возможностей и финансовых средств к осуществлению программ по утилизации, выдвинем гипотезу, что принадлежность предприятия к ВИНК увеличивает уровень утилизации. Относительно формы собственности сделаем предположение, что государство является менее эффективным собственником, а так же государственные предприятия имеют больший вес в отношениях с регуляторами – таким образом, предположим, что государственная форма собственности ведёт к снижению уровня утилизации. [6]

Внешними факторами служат законодательная база, регламентирующая данную сферу, а так же наличие взаимосвязей предприятий с другими экономическими субъектами. Исходя из того, что общая логика политики правительства направлена на снижение количества сжигания попутного газа, законодательные акты должны быть направлены на увеличение степени утилизации. Связи с другими предприятиями и прочими потребителями служат дополнительной степенью свободы в утилизации попутного газа и так же должны увеличивать степень утилизации ПНГ.

Таким образом, по институциональным факторам можно сделать следующие предположения влияния на степень утилизации ПНГ:

- Изменение законодательства – рост утилизации
- Связи с предприятиями и прочими потребителями – рост утилизации
- Государственная собственность – падение утилизации
- Вертикальная интеграция – падение утилизации

### 1.3 Законодательное регулирование процессов обращения с ПНГ в Российской Федерации и за рубежом

Зарубежный опыт законодательного регулирования включает в себя значительное количество различных принципов и подходов, нацеленных на рациональное управление процессами использования попутного нефтяного газа, в большей или меньшей степени ограничивающие объемы сжигания ПНГ на месторождениях [7].

Законодательное регулирование в Норвегии. Норвегия входит в десятку ведущих стран-экспортеров нефти и в тройку стран по экспорту газа. С самого начала добычи внимание к окружающей среде было центральным пунктом норвежской нефтегазовой деятельности. Государственные органы Норвегии всегда уделяли особое внимание вопросу сжигания попутного газа и выбросам в атмосферу, что нашло отражение в принятии четкой позиции «не сжигания» и структурированного в данном ключе законодательства (таблица 1.3). Норвегия была одной из первых стран в мире, которая в 1991 году ввела налог на выбросы CO<sub>2</sub>. [8] Введение налога привело к технологическим разработкам и внедрению мер, которые позволили достигнуть значительного снижения выбросов. Благодаря серьезным усилиям, направленным на охрану окружающей среды, в нефтяном секторе Норвегии поддерживается очень высокий уровень экологической ответственности по сравнению с другими странами. [9]

Таблица 1.3 – Характеристика законодательства Норвегии в области утилизации ПНГ

Закон от 29 ноября 1996 года № 72 в области нефтяной деятельности [10]	Согласно закону, эксплуатация нефтяных скважин запрещена, если попутный газ сжигается (в избыточном количестве) и не утилизируется по одному из трех вариантов: 1. Доставляется на материк по трубопроводу для дальнейшей переработки или использования. 2. Закачивается в подводное хранилище. 3. Закачивается обратно в пласт, для повышения нефтеотдачи.
--	--

### Продолжение таблицы 1.3

Закон от 13 марта 1981 года № 6 «О защите от загрязнения и регулирование образования отходов» [11]
Закон о налоге на выбросы CO <sub>2</sub> в ходе нефтяных работ на континентальном шельфе [12]
Закон от 17 декабря 2004 года № 99 «О торговле квотами на выбросы парниковых газов и передаче квот на выбросы» [13]

Законодательное регулирование в республике Казахстан. Исполнение норм о запрете сжигания попутного газа осуществляется следующими уполномоченным органами: 1) органами по защите окружающей среды; 2) органами по энергетике и минеральным ресурсам; 3) органами прокуратуры. Законодательство Республики Казахстан по охране окружающей среды предусматривает выплату штрафов и возмещение ущерба, нанесенного в результате незаконных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. Кроме этого, Законом Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» статьей 86 запрещена промышленная разработка месторождений без переработки и (или) утилизации попутного газа (исключение – контракты, заключенные до 2004 года) [14].

В результате запрета на сжигание попутного газа, все выбросы загрязняющих веществ, имевших место в случае такого сжигания, являлись незаконными. В этом случае уполномоченные органы по охране окружающей среды обладают правом инициировать два вида карательных мер: 1) налагать штрафы; 2) требовать путем подачи искового заявления в суд возмещения ущерба, причиненного в результате загрязнения окружающей среды. Компетентный орган по энергетике и минеральным ресурсам ответственен за соблюдение недропользователями контрактов на недропользование. В связи с тем, что контракты на недропользование обязывают недропользователей осуществлять добычу нефти в соответствии с законодательством Республики Казахстан о недропользовании и охране окружающей среды, данный уполномоченный орган обладает правом инициировать расторжение контракта в случае незаконного сжигания попутного газа. Органы прокуратуры, согласно статье 83 Конституции

Республики Казахстан наделены правом осуществления надзора за применением законов на территории Республики. [15]

В результате, в случае незаконного сжигания попутного газа, органы прокуратуры с целью восстановления интересов государства и защиты прав человека вносили соответствующие акты прокурорского надзора. Внесенные изменения в законодательство по налогам и охране окружающей среды значительно увеличили объемы штрафов и других платежей в бюджет за эмиссии, допускаемые в результате сжигания попутного газа (как легального, так и нелегального). К началу 2007 года был принят новый Экологический Кодекс Республики Казахстан, который значительно увеличил штрафы и платежи за загрязнение окружающей среды. Кроме того, он наделил местные исполнительные органы правом увеличивать их до 20-кратного размера. Другим важным фактором было принятие правил, предусматривающих, что объемы ущерба, нанесенного в результате сжигания попутного газа, должны высчитываться на основе среднерыночной стоимости основных компонентов попутного газа (метан, пропан, этан, бутан). На сегодняшний день требования по утилизации попутного нефтяного газа повышены до 100% добываемого объема.

Законодательное регулирование в Российской Федерации. В соответствии с действующим законодательством, аспекты сжигания и утилизации ПНГ регулируются приведенными в Приложении А документами

Таким образом, проводимая политика в области обращения с попутным нефтяным газом предусматривает высокую степень ответственности за нерациональное использование попутного нефтяного газа, за его сжигание, за исключением технологических потерь и чрезвычайных ситуаций и начальных периодов эксплуатации. Кроме этого, экономические меры, нацеленные на оптимизацию сложившейся ситуации в секторе утилизации, характеризуются стимулированием отрасли к

увеличению объемов его использования: переработки, транспорта, реализации и иных способов.

В соответствии с законодательством Российской Федерации, извлечение попутного нефтяного газа является частью процесса добычи нефти, как следствие, все затраты на его сбор, переработку, транспортировку и иное использование учитывается в себестоимости нефти.

## **2 Анализ инновационно-технологических методов утилизации ПНГ в России и в мире**

### **2.1 Традиционные проекты утилизации ПНГ на Казанском месторождении Томской области**

Сжигание попутного нефтяного газа на факельных установках связано с большими экономическими потерями и экологическими рисками. Найти эффективные решения использования ПНГ – задача любого нефтедобывающего государства.

Существует масса вариантов использования ПНГ, которые определяются в зависимости от следующих факторов:

- параметров ПНГ (производительность, состав, давление);
- развитости инфраструктуры;
- удаленности от ГПЗ;
- возможности транспорта попутного нефтяного газа или продуктов его переработки к потребителю.

Исходя из данных факторов, основными направлениями использования ПНГ согласно российскому и зарубежному опыту могут быть [30]:

- использование газа и продуктов его переработки в районах добычи для удовлетворения технологических нужд промыслов и местных потребностей в энергоресурсах;
- использование в качестве топлива на электростанциях;
- переработка на газоперерабатывающих заводах с получением газохимической продукции. Этот вариант рассматривается в случае выделения значительных и стабильных объемов ПНГ;
- закачка ПНГ в продуктивные нефтяные пласты для повышения пластового давления и нефтеотдачи (сайклинг-процесс). Этот метод характеризуется высокими затратами;

–поставка ПНГ отдаленным потребителям, например, для производства тепловой и электрической энергии, по трубопроводам или после соответствующей подготовки автомобильным или иным доступным транспортом.

Схематично направления использования ПНГ представлены на рисунке 2.1.



Рисунок 2.1 – Способы использования ПНГ

Одной из важнейших задач является определение экономически целесообразного варианта использования ПНГ в условиях конкретного месторождения еще на стадии экспертизы и утверждения проектов.

#### Использование газа на технологические нужды

Данный метод утилизации ПНГ предусматривает использование газа в котельных, для подогрева нефти, в качестве топлива на установках и другое. На месторождении находится газокompрессорная станция. Обеспечение работы компрессорной установки топливным газом предусмотрено от установки подготовки топливного газа. Установка подготовки топливного газа предназначена для очистки и подготовки топливного газа (ТГ) перед подачей его в двигатели компрессорных установок. Прямое использование ПНГ в качестве топливного газа для установок без надлежащей подготовки

приводит к потере мощности и износу двигателей. Принципиальная схема работы УПТГ представлена на рисунке 2.2. Кроме того, попутный газ используется в котельных для теплоснабжения всего месторождения (цехов, технологических помещений и др.), в печах подогрева для подогрева нефти (при горячей сепарации). В среднем по месторождению используется 8,4% от общего количества добываемого попутного нефтяного газа на собственные технологические нужды.



Рисунок 2.2 – Блок-схема УПТГ

#### Использование газа для выработки электроэнергии

В сложившейся ситуации на рынке нефтепродуктов наиболее оптимальный вариант это энергетическое использование ПНГ. Данное направление является доминирующим, в связи с тем, что продукты, получаемые в результате, имеют практически неограниченный рынок. Попутный нефтяной газ - топливо высококалорийное и экологически чистое. Учитывая высокую энергоемкость нефтедобычи, наиболее целесообразно использовать его с целью выработки электроэнергии и тепла для промышленных нужд. Технологии, позволяющие использовать с этой целью ПНГ, имеются в достаточном количестве, как в России, так и за рубежом. При постоянно растущих тарифах на электроэнергию и увеличении их доли в себестоимости добытой нефти, применение ПНГ для выработки электроэнергии, тепла и холода экономически вполне оправданно [31].

Использование газа в качестве топлива на производство электроэнергии снижает затраты на энергоснабжение, не требует значительных инвестиций в строительство линий электропередач и инженерных сетей от внешних и централизованных источников энергии для



постоянного снабжения новых месторождений и, как результат, сокращает потери электроэнергии за счет выработки на месте потребления.

Все ведущие мировые энергетические холдинги используют ПНГ как сырье для газопоршневых электростанций (ГПЭС). При этом наиболее важной характеристикой при таком способе использования газа является его детонационная стойкость, определяемая метановым числом (у метана оно равно 100, у бутана – 10, а у водорода – 0). В целом метановое число составляет 25 – 95 .

При наличии же значительных и устойчивых объемов добычи попутного нефтяного газа, он может быть использован в качестве топлива для крупных электростанций с целью дальнейшей реализации.

Безусловно, попутный газ в настоящее время используется на Казанском НГКМ для электроснабжения всего месторождения в качестве топлива на газопоршневых и газотурбинных установках (газотурбинные установки имеют большую мощность и зачастую применяются в качестве постоянных источников электроснабжения в отдаленных районах). На электроснабжение месторождения используется около 5,3 % от общего количества ПНГ.

Идея же выработки электроэнергии для коммерческой выгоды является неконкурентоспособной ввиду ряда причин. Во-первых, отсутствуют гарантии покупки электроэнергии, вырабатываемой из ПНГ. Во-вторых, стоимость прокладки 1 км воздушных линий обойдется более чем в 2,5 млн рублей, а месторождение достаточно удаленно от потенциальных покупателей электроэнергии.

#### Переработка ПНГ на газоперерабатывающих заводах

Традиционным направлением более глубокой утилизации ПНГ является его переработка на газоперерабатывающих заводах. В процессе переработки ПНГ на ГПЗ получается широкая фракция легких углеводородов и сухой отбензиненный газ. ШФЛУ обычно (по крайней мере, это характерно для российских условий) отправляется на централизованную

газофракционирующую установку (ЦГФУ), на которой ШФЛУ разделяется на фракции (пропановые, бутановые, пентановые и пр.), являющиеся товарными продуктами, в основном сырьем для нефтехимической промышленности, коммунально-бытовым топливом, автомобильным топливом и экспортным продуктом. СОГ – газ, состоящий преимущественно из метана, направляется в газовую магистраль. При определенных условиях эффективным также является выделение этана, что технически является наиболее сложным, но вырабатываемый в этих процессах этан является ценнейшим нефтехимическим сырьем.

Условно методы переработки газов можно разделить на три большие группы [32]:

- физико-энергетические;
- термохимические;
- химико-каталитические методы

В основе существующих газоперерабатывающих производств лежат физико-энергетические методы сжатия газов, физические методы их разделения с применением больших разностей энергетических потенциалов, создаваемых мощными холодильными и нагревательными установками.

Методы прямого термического воздействия являются основой для получения из сырьевых газов основного количества полупродуктов нефтехимии – непредельных углеводородов (этилен, пропилен, дивинил и др.), дающих начало всему многообразию продуктов основного органического синтеза. На существующих производствах ведется пиролиз газовых фракций  $C_2 - C_4$  или жидких фракций  $C_5+$ . Процесс осуществляется при температурах до 1000 °С и при давлениях несколько атмосфер. В продуктах пиролиза кроме непредельных углеводородов содержится метан, ароматические и полициклические углеводороды.

В настоящее время основным способом прямой конверсии метана является его окисление в синтез-газ. Последний, в свою очередь, является

сырьем для химико-каталитических процессов. Синтез-газ получают тремя разными способами:

- паровая конверсия:  $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} - \text{CO} + 3 \text{H}_2$ ;
- углекислотная конверсия:  $\text{CH}_4 + \text{CO}_2 - 2 \text{CO} + 2 \text{H}_2$ ;
- парциальное окисление:  $\text{CH}_4 + 1/2\text{O}_2 - \text{CO} + 2 \text{H}_2$ .

Увеличение объемов добычи нефти приведет к неизбежному увеличению объема ПНГ. Для чего принято решение увеличить мощности ГКС, однако из-за этого УКПГ Мыльджинского месторождения перестало справляться с количеством поступающего газа. В силу этого получило одобрение строительство УКПГ на Казанском месторождении (начало строительства 2016 г.).

Конечными продуктами комплексной подготовки газа являются смесь пропан-бутановая техническая, газ горючий природный, отвечающий необходимым требованиям стандарта и поставляемый далее в магистральный газопровод системы «Трансгаз», а также конденсат, отвечающий всем требованиям ГОСТ и транспортируемый далее в магистральный нефтепровод системы «Транснефть».

#### Использование газа в сайклинг-процессе

Еще одним направлением утилизации ПНГ является закачка ПНГ в пласт для увеличения нефтеотдачи и извлечения трудноизвлекаемых запасов. Закачка в пласт как метод повышения нефтеотдачи хорошо зарекомендовал себя во многих странах мира (в Норвегии, на Аляске, в Канаде и др.), благодаря чему в этих странах достигнуты высокие показатели нефтеотдачи пластов и объемы сжигания ПНГ доведены до мизерного уровня. К сожалению, в России широкое применение газовых методов воздействия на пласт сдерживается как их относительно высокой капиталоемкостью, так и сложностью применения. Действительно, для организации закачки ПНГ в пласт требуется серьезная предпроектная подготовка. Необходим комплекс технологического оборудования, а именно, насосная станция для закачки жидкой фазы, многоступенчатая компрессорная станция высокого давления

для нагнетания ПНГ, оборудование для подготовки ПНГ к компримированию, установка для дозированной подачи метанола, специальная оснастка устьев газонагнетательных скважин, автоматизированная система управления технологическим процессом. По мнению экспертов, внедрение технологии газового воздействия на пласт – достаточно сложная, но вполне решаемая инженерная задача, реализация которой могла бы обеспечить утилизацию ПНГ на отдаленных месторождениях.

На Казанском месторождении реализуется система поддержания пластового давления. С помощью насосов БКНС производительностью в 1500 тыс. м<sup>3</sup>/год осуществляют закачку рабочего агента в пласт, в качестве которого используется подтоварная вода, полученная в процессе подготовки нефти и сеноманская вода, добываемая из апт-альб-сеноманского горизонта покурской свиты, а также очищенные промливневые стоки. Применение заводнения было детально аргументировано в технологической схеме опытно-промышленных работ Казанского месторождения. Здесь сохраняется лишь общий недостаток этой технологии – сравнительно невысокий коэффициент вытеснения нефти водой (в среднем 0,5-0,6). Альтернативный метод разработки залежей легких нефтей – вытеснение нефти газовыми агентами в режиме смешивающегося вытеснения. Данный метод воздействия обеспечивает существенно более высокий (порядка 0,7-0,8) коэффициент вытеснения. Однако эффективность разработки и конечный коэффициент нефтеизвлечения определяются не только коэффициентом вытеснения, но и многими другими геолого-физическими и технико-экономическими параметрами. При закачке газа в пласт в отличие от заводнения наблюдается достаточно неблагоприятное соотношение вязкостей вытесняемого и вытесняющего агентов, как правило, превышающее единицу. В связи с этим при вытеснении нефти газом отмечается неустойчивость фронта вытеснения, в результате чего коэффициент охвата залежи вытеснением как по площади, так и по толщине пласта может быть ниже, чем при заводнении. Однако

объем пласта, охваченный газом, будет значительно лучше отмыт от нефти. Таким образом, при вытеснении нефти водой отмывается больший объем пласта, но с худшим качеством, чем при закачке газа [34].

Другим фактором, ограничивающим технологический эффект смешивающегося вытеснения, является экономика технологического процесса и окончательный выбор метода воздействия должен проводиться на основании технико-экономического анализа. Как показал опыт проектирования разработки отечественных месторождений, в конкретных физико-геологических условиях технология заводнения имеет существенные технологические и экономические преимущества по сравнению с газовыми видами воздействия.

#### Поставка газа отдаленным потребителям

Следующим методом утилизации газа является поставка его отдаленным потребителям, но для этого газ должен подвергнуться соответствующей подготовке. Существующие технологии и оборудования на Казанском НГКМ предусматривают компримирование попутного нефтяного газа и дальнейшая транспортировка его до Мыльджинской установки по комплексной подготовке газа и конденсата, после чего получившиеся продукты направляются в сборные магистральные трубопроводы или транспортируются иными способами до конечного потребителя.

## **2.2 Инновационный метод утилизации ПНГ**

Более 60% разведанных запасов газа расположены на большом расстоянии от конечного потребителя. Прокладка газопроводов к ним как правило экономически необоснованна, несмотря на то, что затраты их строительства неуклонно снижаются. Если бы попутный нефтяной газ можно было преобразовывать в жидкость с низкими затратами, его транспортировка до потребителя была бы намного привлекательнее. Кроме того, в ряде других случаев, это поможет решить и экологические вопросы, поскольку нет

необходимости сжигать попутный нефтяной газ, что актуально для России в связи с госрегулированием величины сжигания ПНГ.

Технологии GTL (англ. Gas-to-liquids — газ в жидкость) — это технологии преобразования природного газа в моторные топлива и другие, более тяжёлые, углеводородные продукты.

В основном существуют 3 типа технологий, позволяющих превращать углеводороды, из попутного нефтяного газа в синтетические жидкие продукты, это:

- Прямая конверсия попутного нефтяного газа
- Непрямая конверсия через синтез газ
- Синтез метанола из синтез-газа

Прямая конверсия метана позволяет производить дешёвый синтез-газ, но сама реакция конверсии, имея высокую энергию активации, практически не поддается контролю. Были разработаны процессы прямой конверсии, но они так и не нашли широкого коммерческого применения. Как следствие, предпочтение отдается двум другим способам, ключевым звеном в которых является получение синтез-газа.

При получении синтез-газа, попутный нефтяной газ преобразуют в водород и угарный газ путем частичного окисления, парового риформинга или комбинации обоих процессов. Основным критерием использования того или иного процесса является соотношение водорода и угарного газа. При применении наиболее эффективного синтеза - процесса Фишера-Тропша (Fischer-Tropsch synthesis) это соотношение составляет примерно 2:1, при паровом риформинге оно составляет 5:1. Для удаления водорода в этом случае используются мембраны или метод адсорбции, основанный на колебаниях давления (pressure swing adsorption). В целях экономии, избыточный водород утилизируется на соседних нефтеперерабатывающих или аммиачных производствах. Если же нет такой возможности, наиболее предпочтительным процессом является процесс Фишера-Тропша. Тогда

возможны два варианта: использование чистого кислорода и использование кислорода воздуха. Во втором случае полученный синтез-газ менее насыщен, а в первом требуется строительство воздухоразделительной установки, что увеличивает объемы требуемых инвестиций и издержки.

Технология Фишера-Тропша достаточно дорогая. Ее разработка и применение оправдывалась большей частью стратегическими целями государств, у которых не было доступа к нефтяным запасам, например, Германия времен войны. Однако с развитием промышленности и технологий появлялись процессы, основанные на технологии Фишера-Тропша, издержки использования которых были существенно ниже (рисунок 2.3). Технология Фишера-Тропша основана на реакции восстановительной олигомеризации монооксида углерода, и типы продуктов реакции зависят от температуры самой реакции. Существуют 3 типа конверсионных реакторов для этой технологии. Самый распространенный из них - реактор с неподвижным слоем типа Arge, где используются трубки с наполненным катализатором; суспензионно-пузырьковый реактор, где используются катализаторы, находящиеся в восковой матрице; и реактор на жидкой основе, где газ продувается через подвижную основу твердых частиц катализаторов [35].

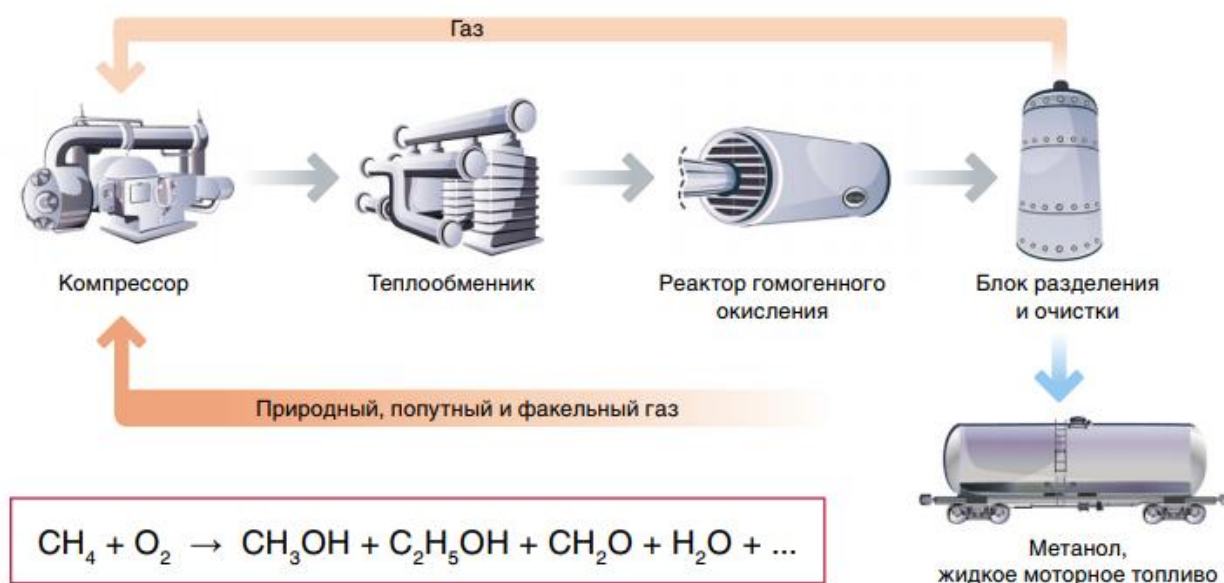


Рисунок 2.3 – Принципиальная блок схема установки «GTL»

Природный газ подается на вход циркуляционного компрессора, дожимающего его до рабочего давления 75 атм. Нагретый в теплообменнике теплом реакции до рабочей температуры 450°C, газовый поток поступает на вход реактора гомогенного окисления, куда одновременно подается кислород. Именно использование реактора гомогенного окисления газа является инновационно-технологической составляющей процесса получения жидких синтетических углеводородов. Благодаря этому из процесса исключается этап «синтез-газ». Исключение этапа «синтез-газ» позволяет отказаться от крайне дорогостоящего металлоемкого оборудования, больших затрат электроэнергии и постоянных расходов на обновление катализаторов. Реакционный газ на стадии окисления охлаждается, проходя через теплообменник, и поступает на стадию сепарации, где выделяются жидкие продукты реакции. Газовая фаза повторно поступает на вход циркуляционного компрессора. Жидкий продукт окисления поступает в узел ректификации, где происходит выделение жидких углеводородов.

#### Рынок синтетической нефти

Рынок нефти является самым большим, доступным и практически неограниченным рынком продукции GTL. Синтетическая нефть на мировых рынках торгуется с премией примерно 30% по отношению к цене североморского сорта Brent. На российском рынке получение подобной премии возможно если транспортировать синтетическую нефть от завода GTL до экспортного потребителя железнодорожными цистернами.

Тем не менее, в большинстве случаев основным вариантом доставки нефти на рынок является система магистральных нефтепроводов, однако такая возможность в настоящее время имеется не везде. Однако, производство синтетической нефти со сбытом по обычным ценам вполне оправдано в тех случаях, когда сырьем является попутный нефтяной газ, газ низкого давления и газ месторождений с запасами менее 200 млрд. куб.м.

Вторым по значимости GTL-продуктом является нефтяная фракция, которая является аналогом ШФЛУ (широкой фракции легких углеводородов),



которая в обычной практике получается при переработке попутного нефтяного газа на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ). ШФЛУ является крайне ценным сырьем для нефтехимической промышленности. Нафта, получаемая в результате процесса GTL, является идеальным сырьем для получения этилена и пропилена. Прочие продукты GTL – смазочные масла и парафины, несмотря на высокие качественные характеристики, имеют ограниченные рынки и потому введение новых GTL-мощностей способно вызвать перенасыщение этих рынков.

Основными факторами, движущими этот рынок, являются настоящая потребность в монетизации трудно утилизируемых другими способами (трубопроводным транспортом или LPG) больших запасов природного, попутного нефтяного газа и газа угольных месторождений на фоне все возрастающей мировой потребности в жидких углеводородах и ужесточающихся требования к экологическим характеристикам углеводородного топлива.

В скором времени основанные первоначальные заводы будут служить платформой для развития отрасли на протяжении десятилетий. Поэтому освоение GTL- технологий является хорошей рыночной возможностью для тех стран и компаний, которые располагают большими запасами природного или попутного газа и потому имеют прекрасную возможность стать членами уникального клуба – топливной GTL-промышленности.

#### 4. Социальная ответственность ОАО «Востокгазпром»

Корпоративная социальная ответственность - это совокупность направлений и действий политики предприятия, в которой учитываются кроме соблюдения законов и выпуска качественных продуктов, интересы стейкхолдеров и других заинтересованных сторон, в том числе окружающей среды.

ОАО «Востокгазпром», руководствуясь высокой ответственностью перед своими работниками и обществом в целом, готово возлагать на себя социальные обязательства. Социальные гарантии и выплаты утверждены соответствующими положениями о материальном вознаграждении работников ОАО «Томскгазпром» и ОАО «Востокгазпром», тем самым они становятся такими же обязательными для выполнения, как и те, что предоставляются в соответствии с нормами трудового права. Все это говорит о том, что работодатель не на словах, а на деле улучшает качество жизни сотрудников, дает им социальную защищенность, уверенность в завтрашнем дне, помогает в решении профессиональных задач и обеспечивает долгосрочные отношения с компанией.

Одним из приоритетных направлений деятельности при оценке эффективности программы корпоративной социальной ответственности выступает соответствие программы основным стейкхолдерам компании.

Стейкхолдеры – это заинтересованные стороны, на которые деятельность компании оказывает как прямое, так и косвенное влияние (смотрите таблицу 4.1).

Таблица 4.1 – Стейкхолдеры ОАО «Востокгазпром»

Прямые стейкхолдеры	Косвенные стейкхолдеры
Сотрудники ОАО «Востокгазпром»	Местное население
Акционеры ОАО «Востокгазпром»	Местные органы власти
Сотрудники обществ входящих в Группу ОАО «Востокгазпром»	Специализированные фонды и благотворительные организации

Структура стейкхолдеров ОАО «Востокагзпром» оказывает огромное влияние на деятельность организации, особенно это касается долгосрочной перспективы деятельности компании в целом.

Конечно, сотрудники ОАО «Востокгазпром» и сотрудники обществ, входящих в группу ОАО «Востокгазпром» формируют основную часть прямых стейкхолдеров. Следует обратить внимание на то, что ОАО «Востокгазпром», являясь дочерним предприятием ПАО «Газпром», по своему существу является лишь административным ресурсом обществ Группы ОАО «Востокгазпром». Поэтому было бы корректнее говорить, что не только не только ОАО «Востокгазпром», но и общества Группы ОАО «Востокгазпром» в целом специализируются на добыче нефти и газа и реализуя стратегию, направленную на достижение конкурентного преимущества в освоении сложных месторождений углеводородов. Компании в целом обеспечивают полный производственный цикл от освоения месторождений, добычи углеводородного сырья до подготовки и получения товарной продукции.

В состав ОАО «Востокгазпром» входят добывающий актив компании ОАО «Томскгазпром» и ООО «Сибметакхим», который объединяет метанольные активы ПАО «Газпрома», именно поэтому сотрудники общества, входящих в Группу ОАО «Востокгазпром» составляют большой объем прямых стейкхолдеров компании в целом.

Безусловно, деятельность ОАО «Востокгазпром» оказывает прямое влияние на акционеров ОАО «Востокгазпром», однако учитывая, что мажоритарным акционером выступает ПАО «Газпром», то именно на его долю приходится больший объем. Однако, учитывая мировые масштабы объемов добычи углеводородов ПАО «Газпром» в целом, следует сделать вывод, что доля ОАО «Востокгазпром» не столь существенна.

Характеристика косвенных стейкхолдеров ОАО «Востокгазпром» также характеризуется особенностями. Речь идет о частичном совпадении прямых и косвенных стейкхолдеров компании. Дело в том, что в обществах

Группы ОАО «Востокгазпром» трудится значительная часть населения региона. Основная производственная деятельность осуществляется на территории выходящей за границы города Томска, а именно север Томской области, что говорит о расширенной географии деятельности общества. Надо принимать во внимание и преобладающий вахтовый метод работ, что предполагает отвлечение от рабочего процесса сотрудников находящихся на «свободной» вахте. Таким образом, мы видим совпадение таких косвенных стейкхолдеров, как местное население, с такими прямыми стейкхолдерами, как сотрудники обществ Группы ОАО «Востокгазпром».

Широкая география деятельности общества предполагает тесное сотрудничество с местными органами власти на взаимовыгодных условиях. Учитывая сложные погодные условия, а также транспортную доступность северных регионов Томской области, полноценная жизнь и развитие районов было бы невозможно без присутствия ОАО «Востокгазпром».

В своей деятельности ОАО «Востокгазпром» не исключает сотрудничество со специализированными фондами и благотворительными организациями. Поступившие обращения об оказании содействия в финансировании рассматриваются ОАО «Востокгазпром» с учетом планирования бюджета организации.

В зависимости от целей компании и выбора стейкхолдеров, то есть тех на кого будут направлены программы, компания формирует структуру корпоративной социальной ответственности.

Помимо заработной платы, сотрудникам компаний ОАО «Томскгазпром» и ОАО «Востокгазпром» предоставляется социальный пакет, в который входят как обязательные, предусмотренные российским законодательством выплаты, надбавки, компенсации и гарантии, так и дополнительные, которые добровольно берет на себя работодатель. К ним прежде всего относятся:

- индивидуальная надбавка работникам, не имеющим северной надбавки;

добровольное медицинское страхование работников с проведением дополнительных профилактических медицинских осмотров и вакцинаций;

- обеспечение работников ОАО «Томскгазпром», трудящихся на месторождениях компании, трехразовым горячим питанием за счет предприятия в пределах установленного лимита (об этой мере социальной поддержки подробно рассказывалось в предыдущем выпуске корпоративного вестника);

- дополнительное пособие по временной нетрудоспособности;

- ежемесячная материальная помощь сотрудницам-мамам, находящимся в отпуске по уходу за ребенком;

- единовременное пособие в связи с выходом сотрудника на пенсию;

- организация корпоративного летнего отдыха детей работников;

- возможность заниматься спортом за счет средств компании в арендованных спортивных центрах в Томске и в собственных спортивных залах на месторождениях;

- компенсация за задержку в пути к месту работы по метеорологическим условиям (мороз, туман, задымление от пожаров и т.д.) или по вине транспортных организаций;

- предоставление работникам компании автотранспорта (автомобиль компании или такси) для использования в служебных целях;

- оплата услуг корпоративной сотовой связи в размере определенного лимита и другие меры социальной поддержки.

Система социальных гарантий компании направлена на повышение эффективности работы персонала, создание условий социальной защищенности работников и формирование благоприятного социально-психологического климата в коллективе.

Ежегодно компания сверяет свою кадровую политику и практику со сложившейся на рынке нефтегазовой отрасли на основании анализа, проводимого авторитетным консалтинговым агентством «Эрнст энд Янг», с целью обеспечения конкурентных условий на рынке.

Компания четко понимает свою потребность в кадрах, которая тесно увязана с перспективами ее развития, вводом новых производственных объектов, реконструкцией действующих производств, освоением новых компетенций ее сотрудниками. На рынке труда компания отбирает лучших специалистов, проводя открытые конкурсные процедуры, предлагая в том числе трудоустройство перспективным выпускникам вузов и техникумов. Только за последние три года в компании создано порядка 400 новых рабочих мест. Каждый год ее численность увеличивается в среднем на 130 человек. Учитывая нарастающую потребность в новых кадрах, а также непростую ситуацию на рынке труда, компания предлагает своим работникам дополнительные мотивационные возможности. Например, индивидуальную надбавку работникам, не имеющим процентной (северной) надбавки к заработной плате. ОАО «Томскгазпром» ведет свою производственную деятельность на севере Томской области. В соответствии с зональным делением территорий в зависимости от их климата и досягаемости, север Томской области, в том числе Каргасокский, Парабельский районы, город Кедровый, входит в группу территорий, для которых установлен максимальный размер северной надбавки работающим – 50%. По трудовому законодательству право на получение этой надбавки и ее размер зависят от стажа работы на Севере. Поэтому сотрудники, работающие вахтовым методом и не имеющие такого стажа, это право получают лишь по истечении первого года работы на Севере. И размер надбавки составит 10% тарифной ставки. В дальнейшем ее размер будет поэтапно увеличиваться, пока не достигнет максимального для этой территории. Это общероссийская практика, которая действует в большинстве добывающих компаний. ОАО «Томскгазпром» придерживается другого подхода. Для привлечения молодых специалистов и опытных сотрудников, не имеющих стажа работы на Севере, работодатель предусматривает для этой категории работников индивидуальные (северные) надбавки – руководителям, специалистам – до 30%; рабочим – до 20%. Причем надбавки выплачиваются с первых дней

работы на Севере. По истечении отработанного времени индивидуальная надбавка уступает место «заработанной» северной надбавке, предусмотренной законом.

Работодатель берет на себя «повышенные обязательства» и в части охраны здоровья сотрудников. Так, полностью выполняя требования законодательства по проведению ежегодного обязательного медицинского осмотра, компания расширяет этот осмотр за счет средств добровольного медицинского страхования – дополнительно привлекает узких специалистов, значительно увеличивает перечень лабораторных и инструментальных методов исследований. По итогам осмотров формируются списки работников групп риска по ряду заболеваний. С этими заболеваниями сегодня можно полноценно трудиться при условии постоянного контроля состояния здоровья и своевременной терапии. Для этих целей на месторождения организован ежедневный медицинский контроль работников, входящих в группу риска. На промысле действуют лицензированные медицинские пункты, о здоровье вахтового персонала заботятся фельдшеры, они ведут контроль диспансерных пациентов, осуществляют предрейсовый осмотр водителей, при необходимости – оказывают экстренную помощь.

В рамках программы добровольного медицинского страхования работодатель ежегодно проводит медицинские осмотры для всех сотрудников, в том числе специализированные – кардиологический, онкологический и другие. Тем самым работодатель, по сути, решает задачу государственной важности – проводит ежегодную диспансеризацию всего коллектива. Помимо участия в программе ДМС, за счет средств работодателя осуществляется страхование всех сотрудников от несчастных случаев в быту и на работе – в офисе и на производстве. К основным преимуществам такой страховки относится то, что она действует 24 часа в сутки и включает компенсацию дополнительных затрат, возникающих в связи с временной нетрудоспособностью или инвалидностью работника в результате несчастного случая, материальную поддержку семьи при потере кормильца.

Около 76% компаний нефтегазового рынка предоставляют различные программы страхования жизни работников. Программы могут значительно различаться как по размеру страхового взноса работодателя на одного сотрудника, так и по размеру выплаты застрахованному при наступлении несчастного случая. Условия программ формируются исходя из численности застрахованных лиц, периода страхования, объема страховой защиты и других факторов. Поддержкой работника во время его нахождения на больничном является выплата дополнительного пособия по временной нетрудоспособности.

В ОАО «Востокгазпром» действует многокомпонентная система социальных гарантий. Примерно 37% компаний на нефтегазовом рынке предоставляют дополнительную компенсацию в связи с отсутствием работника по болезни сверх норм, установленных законодательством. ОАО «Томскгазпром» и ОАО «Востокгазпром» предоставляют своим сотрудникам такую компенсацию. Фактический размер пособия по временной нетрудоспособности, выплачиваемого работнику, формируется из двух источников – фонда социального страхования РФ (ФСС РФ) и средств работодателя. Предельная величина среднего дневного заработка, учитываемая при расчете пособий, устанавливается Фондом ежегодно. В 2017 году она составляет 1901,37 руб. за один день нахождения работника на больничном в том случае, если максимальная сумма его заработка за два предыдущих года соответствует установленной ФСС (1 388 000 руб.) и его трудовой стаж составляет восемь и более лет. Именно этой суммой будет руководствоваться Фонд в своих расчетах при оплате больничного листа. В случае если дневной заработок сотрудника более 1901,37 руб., каждый работодатель решает сам – компенсировать ли работнику сумму, превышающую предельную величину. Согласно положениям о материальном вознаграждении работников, ОАО «Томскгазпром» и ОАО «Востокгазпром» доплачивают своим сотрудникам пособие по временной



нетрудоспособности сверх законодательно установленного максимального размера пособия.

Компания поддерживает активный, здоровый образ жизни своих сотрудников. Сегодня работники ОАО «Томскгазпром» и ОАО «Востокгазпром» имеют возможность посещать ведущие спортивные центры и бассейны города Томска. Это фитнес-центр «Виктория», спортивные комплексы «Нефтехимик», «Аврора», бассейн «Акватика», а также один из крупнейших центров водных видов спорта Западной Сибири – «Звездный».

39% компаний дают возможность работникам заниматься спортом за счет средств компании. ОАО «Томскгазпром», ОАО «Востокгазпром» такую возможность предоставляют.

Сегодня месторождения компании обеспечены спортивными залами с тренажерами и игровыми площадками.

Поддержка семей работников с детьми – важная составляющая социальной политики компании. Более десяти лет работодатель доплачивает сотрудницам пособие по временной нетрудоспособности в связи с беременностью и родами до 100% средней заработной платы, а также производит дополнительные выплаты на период отпуска по уходу за ребенком.

34% компаний предоставляют дополнительные выплаты на период отпуска по беременности и родам. Большинство из этих компаний производят доплату до определенного процента заработной платы в зависимости от категории работников.

Накануне каждого Нового года компания организует праздники для детей своих сотрудников. Ежегодно, согласно Положению о материальном вознаграждении, новогодние подарки от компании получают дети в возрасте до 14 лет включительно.

Ежегодно работодатель организует оздоровительный отдых детей своих сотрудников на море в лучших отечественных центрах.

Компания поддерживает своих работников и в случае, когда они завершают свою трудовую деятельность в организации и выходят на заслуженный отдых. Это важная составляющая социальной ответственности работодателя, мотивирующая работников на добросовестные долгосрочные трудовые отношения с компанией.

Объем и условия конкретной пенсионной программы, действующей на том или ином предприятии, работодатель определяет сам. 56% компаний нефтегазового рынка обеспечивают сотрудников, вышедших на пенсию, дополнительными пенсионными выплатами по договору с негосударственными пенсионными фондами (НПФ). ОАО «Томскгазпром», ОАО «Востокгазпром» договоров с НПФ не имеют, но выплачивают своим сотрудникам в момент выхода на пенсию единовременное пособие, размер которого зависит от непрерывного стажа работы в компании.

Применяемая компанией схема поддержки работников, выходящих на заслуженный отдых, является хорошей альтернативой рынку.

Многокомпонентная система социальных гарантий, которая действует в компании, показывает, насколько работодатель заботится о своих сотрудниках на всех этапах их жизни. Пришел молодой специалист на нефтегазовый промысел – с первого дня ему устанавливается индивидуальная (северная) надбавка к заработной плате. Появились дети – выплата для мам материально поддержит семью, добавит ей стабильности. Дети подросли – компания позаботится об их летнем отдыхе. Собрался работник на заслуженный отдых – работодатель поддержит его существенной единовременной выплатой. Отдельное направление социальной ответственности компании – постоянная забота о здоровье своих сотрудников, создание им условий для ведения активного образа жизни.

Вкладывая средства в защиту и развитие работников, компания тем самым заявляет и о собственной стабильности и надежности, вызывает доверие и уважение в обществе.

В рамках действующих договоров по социально-экономическому развитию территорий ОАО «Востокгазпром» заключило соглашения о взаимном сотрудничестве с администрациями Каргасокского и Парабельского районов.

Благодаря сотрудничеству с ОАО «Востокгазпром» северным районам удалось реализовать десятки социально значимых проектов в области здравоохранения, дошкольного и школьного образования, развития спорта на селе.

Так в 2017 году при участии ОАО «Востокгазпром» в селе Каргасок продолжена реконструкция стадиона «Юность», начатая в 2016 году.

Во взаимодействии района и компании в 2017 году в селе Парабель построен парк семейного отдыха с игровыми зонами и роллердромом. Парк станет не только местом культурного отдыха северян, но и площадкой, где в соответствии с районной программой по привлечению подростков к труду школьники будут заниматься озеленением парка и ухаживать за растениями.

В конце июня из экспедиции по северным районам области вернулась плавучая поликлиника, работу которой вот уже 17 лет также финансирует ОАО «Востокгазпром». Команда томских врачей работала в северной глубинке в течение 50 дней. Было обследовано 5 860 человек, в том числе 1200 детей. В ходе экспедиции были выявлены случаи заболеваний, требующие дальнейшего наблюдения узких специалистов и лечения в областных медицинских учреждениях.

Плавучая поликлиника помогает власти при поддержке ОАО «Востокгазпром» сделать медицинскую помощь на селе доступнее, благодаря ее работе жители отдаленных северных поселков узнают о состоянии своего здоровья, получают своевременную консультацию и, если потребуется, дальнейшее лечение. Это яркий пример социально ответственного бизнеса, заботы о людях, которые живут на территории его присутствия». Медики посещают четыре района на севере Томской области – Молчановский, Каргасокский, Парабельский и Александровский, делают 28

остановок, обследуют более 6000 пациентов. Экспедиция плавучей поликлиники длится почти 50 дней. В состав врачебной бригады входят лучшие специалисты томских лечебных учреждений: кардиолог, эндокринолог, онколог, гинеколог, отоларинголог, офтальмолог, педиатр, врач ультразвуковой диагностики и другие узкие специалисты. На вооружении медиков – современное медицинское оборудование. Такой подход обеспечит жителям отдаленных поселков уровень медицинских услуг, аналогичный тому, который получают пациенты городских поликлиник. По мнению специалистов, ежегодное проведение акции позволяет врачам проследить картину заболеваемости в динамике, повышает эффективность профилактики и лечения северян.

Следует особенно отметить, что ОАО «Востокгазпром» является непубличным акционерным обществом, следовательно в его обязанность не входит раскрытие информации, в том числе годового отчета, годовой бухгалтерской отчетности. Информация по затратам на мероприятия корпоративной социальной ответственности получена из общедоступных интернет ресурсов, поэтому может носить неточный характер.

Затраты на мероприятия корпоративной социальной ответственности приведены в таблице 4.3

Таблица 4.3 – Затраты на мероприятия корпоративной социальной ответственности в ОАО «Востокгазпром»

Мероприятие	Единица измерения	Цена	Стоимость реализации на планируемый период
Реконструкция стадиона «Юность» в селе Каргасок, Томской области, строительство парка семейного отдыха в с.Парабель, Томской области и организация социально-значимой акции «Плавучая поликлиника»	рубли	-	22 000 000,00
Производственное обучение сотрудников общества	рубли	-	3 529 000,00
Благотворительность, финансовая и спонсорская помощь	рубли	19 387 000,00	19 387 000,00

### Продолжение таблицы 4.3

Социально-культурные мероприятия и прочие расходы социального характера	рубли	10 231 000,00	10 231 000,00
Итого:	-	-	55 147 000,00

Таким образом, общий фонд затрат на программы корпоративной социальной ответственности ОАО «Востокгазпром» составил 55 147 000,00 рублей. Анализируя данную таблицу, мы видим, что большую часть средств предприятие предоставит на социально значимые проекты (эквивалентное финансирование), это реконструкция стадиона «Юность» в селе Каргасок, Томской области, строительство парка семейного отдыха в с.Парабель, Томской области и организация социально-значимой акции «Плавучая поликлиника», а также благотворительность, финансовая и спонсорская помощь. Практически треть затрат составляют внутренние нужды, это проведение социально-культурных мероприятий и прочие расходы социального характера, а также производственное обучение сотрудников общества.

Однозначно дать оценку эффективности программы корпоративной социальной ответственности ОАО «Востокгазпром» сложно. Критерии оценки строги, учитывая высокий уровень развития общества.

Анализируя эффективность корпоративной социальной ответственности можно сделать следующие выводы:

- Действующая программа корпоративной социальной ответственности ОАО «Востокгазпром» соответствует миссии и стратегии предприятия;

- Безусловный перевес в сторону внешняя корпоративная социальная ответственность;

- Учитывая объемы затрат, В целом программа корпоративной социальной ответственности соответствуют интересам как прямых, так и косвенных стейкхолдеров;

- Продолжая следовать выбранному курсу корпоративной социальной ответственности, ОАО «Востокгазпром» добивается сохранения социальной стабильности в обществе в целом, повышения лояльности местного населения, местных органов власти в отношении деятельности компании в регионе, улучшает имиджа предприятия, обеспечивает рост репутации, укрепления корпоративного духа сотрудников;

- ОАО «Востокгазпром» несет большие затраты на реализацию программ корпоративной социальной ответственности, однако, эти затраты не так заметны, учитывая затраты общества по осуществлению основного вида деятельности, к тому же полученный эффект выражается не только в денежном эквиваленте, а в других видах благ для предприятия в целом.

## Заключение

Сжигание ПНГ, содержащегося в растворенном виде в нефти, одна из ключевых проблем нефтегазового комплекса России, поэтому Правительство ориентирует нефтедобывающие компании к 95% его утилизации посредством льгот и штрафных санкций. В диссертационном исследовании были проанализированы основные направления использования попутного нефтяного газа:

- использование в качестве топлива на электростанциях
- переработка на газоперерабатывающих заводах с получением газохимической продукции
- закачка ПНГ в продуктивные нефтяные пласты для повышения пластового давления и нефтеотдачи
- поставка ПНГ отдаленным потребителям

Рассмотрена инновационная технология по повышению использования попутного нефтяного газа, которая имеет широкое применение в мире, но к сожалению не используется в России. Применение данной технологии помогло бы нефтегазовым компаниям России увеличить использование газа до 100 %.

В работе была также проанализирована текущая ситуация в Томской области по нефтедобывающим предприятиям. На сегодняшний день несмотря на растущие показатели добычи нефти и газа, процент полезного использования попутного нефтяного газа остается на уровне 85%. В связи со сложными геолого-географическими условиями не на всех месторождениях применимы существующие технологии утилизации попутного нефтяного газа, следовательно газ сжигается на факелах.

Существующая схема утилизации попутного нефтяного газа на Казанском НГКМ, которая состоит в использовании газа на собственные технологические нужды, электроснабжении месторождения и компримирование основной части добываемого попутного газа высокого

давления с последующей его транспортировкой на УКПГ Мыльджино, является наиболее рациональным вариантом использования ресурсов в полной степени. В результате имеем достаточно высокий результат по использованию попутного нефтяного газа 88%.

Именно для компаний, которые находятся на значительном удалении от нефтеперерабатывающих заводов в качестве варианта утилизации нефтяного газа предлагается внедрение проекта энергокомплекса на попутном газе. В работе произведены расчеты экономического эффекта с учетом затрат на его реализацию. Применение данной установки позволит увеличить процент использования ПНГ до 95%. В перспективе планируется внедрить данную технологию на Казанском месторождении Томской области.



## **Список публикаций магистранта**

1. Ахмедов Э. А. «Повышение эффективности использования ресурсов в ОАО "Томскгазпром"»/ XIX Международный научный симпозиум студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», 2016. г. Томск

## Список использованных источников

1. Кирюшин П. А., Книжников А. Ю., Кочи К. В., Пузанова Т. А., Уваров С. А. Попутный нефтяной газ в России: «Сжигать нельзя, перерабатывать!» Аналитический доклад об экономических и экологических издержках сжигания попутного нефтяного газа в России. — М.: Всемирный фонд дикой природы (WWF), 2013.— 88 с.
2. Книжников А. Ю., Кочи К.В, Кутепова Е.А. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России: ежегодный обзор. Вып. 3. М.: WWF-России, КПМГ, 2011, 46 с.
3. Послание Федеральному собранию от президента РФ Д.А.Медведева от 12 ноября 2009 г
4. Николай Попов: к концу года объем сжигания ПНГ в России сократится вдвое <http://www.3462city.ru/news/327543>
5. Протокол анализа попутного газа. Испытательная лаборатория нефти и газа УСГП Казанский участок.
6. Технологический регламент установки подготовки нефти ЦДПНГиК Казанского НГКМ.
7. Скобелина В.П., Краснов О.С., Тремасова И.С. Мировой опыт государственного регулирования сжигания и выброса попутного нефтяного газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2011. - Т. 6. – 17 с. – [Электронный ресурс] - [http://www.ngtp.ru/rub/3/24\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/3/24_2011.pdf)
8. Gulzhan Nurakhmet. Gas flaring and venting: what can Kazakhstan learn from the Norwegian experience? – 20 с. – [Электронный ресурс] - [www.dundee.ac.uk](http://www.dundee.ac.uk)
9. GGFR Implementation Plan for Canadian Regulatory Authorities – 2008. – 20 с. – [Электронный ресурс] - [http://siteresources.worldbank.org/EXTGGFR/Resources/canada\\_cip.pdf](http://siteresources.worldbank.org/EXTGGFR/Resources/canada_cip.pdf)

10. Norwegian petroleum directorate. Act 29 November 1996 No. 72 relating to petroleum activities – [Электронный ресурс] - <http://www.npd.no/en/Regultions/Acts/Petroleum-activities-act/>
11. Ministry of Climate and Environment (Norway). Pollution Control Act. Act of 13 March 1981 No.6 Concerning Protection Against Pollution and Concerning Waste - [Электронный ресурс] - <https://www.regjeringen.no/en/dokumenter/pollution-control-act/id171893/>
12. Pricing of CO2 emissions in Norway - [Электронный ресурс] - [http://www.ssb.no/a/english/publikasjoner/pdf/doc\\_20916\\_en/doc\\_200916\\_en.pdf](http://www.ssb.no/a/english/publikasjoner/pdf/doc_20916_en/doc_200916_en.pdf)
13. Ministry of Climate and Environment (Norway). Greenhouse Gas Emission Trading Act – [Электронный ресурс] - <https://www.regjeringen.no/en/dokumenter/greenhouse-gas-emission-trading-act/id172242/>
14. Закон Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 29.12.2014 г.) - [Электронный ресурс] - [http://online.zakon.kz/Document/?doc\\_id=30770874#pos=24;0](http://online.zakon.kz/Document/?doc_id=30770874#pos=24;0)
15. Конституция Республики Казахстан – [Электронный ресурс] - <http://www.constitution.kz/>
16. Федеральный закон от 10.01.2002 г. №7-ФЗ «Об охране окружающей среды»
17. «Климатическая доктрина Российской Федерации». - Распоряжение президента РФ от 17.12.2009 г.
18. Указ Президента РФ от 4 февраля 1994 г. № 236 «О государственной стратегии Российской Федерации по охране окружающей среды и обеспечению устойчивого развития»
19. Расход и количество газа. Методика измерений. ГОСТ Р 8.740 – М.:Стандартинформ, 2011 - 92 с.
20. Закон РФ от 21.02.1992 г. №2395-1 «О недрах» (ред. от 30.12.2012 г.)

21. Федеральный закон от 04.05.1999 г. №96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» (ред. 25.06.2012 г.)

22. Постановление Правительства РФ от 08.11.2012 N 1148 “Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа” - [Электронный ресурс] - [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_137637/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_137637/)

23. Налоговый кодекс РФ (НК РФ) – [Электронный ресурс] - <http://base.garant.ru/10900200/>

24. Уголовный кодекс РФ

25. Постановление Правительства РФ от 12.06.2003 N 344 (ред. от 26.12.2013) "О нормативах платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными и передвижными источниками, сбросы загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты, в том числе через централизованные системы водоотведения, размещение отходов производства и потребления" - [Электронный ресурс] - [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_148376/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_148376/)

26. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (Дополненное и переработанное) утв. Ростехнадзор Письмо 14-01-333 от 24.12.2004, СПб.: НИИ «Атмосфера», 2005. – [Электронный ресурс] - [http://snipov.net/c\\_4654\\_snip\\_109622.html](http://snipov.net/c_4654_snip_109622.html)

27. Федеральный закон от 31.03.1999 N 69-ФЗ (ред. от 05.04.2013) "О газоснабжении в Российской Федерации"

28. Федеральный закон от 26 марта 2003 г. №35 «Об электроэнергетике»

29. Проект Федерального закона N 454850-5 “Об использовании попутного нефтяного газа и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации”/Под редакцией Н.И. Рыжкова

[и др.] – 2012. – [Электронный ресурс] -  
<http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=PRJ;n=83189>

30. Книжников А. Ю., Кочи К.В. Утилизация попутного нефтяного газа. М.: WWF-России, Экология производства, февраль, 2012.

31. Крюков В. А., Силкин В. Ю., Токарев А. Н., Шмат В. В. Как потушить факелы на российских нефтепромыслах. Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2008.

32. Книжников А. Ю., Кутепова Е. А. Проблемы и перспективы использования нефтяного попутного газа в России: ежегодный обзор. Вып. 2. М.: ЦЦА-России, 2010.

33. <http://www.cctc.ru/> Попутный нефтяной газ. Утилизация ПНГ в России.

34. Важенина Л. В. Попутный нефтяной газ: опыт и перспективы переработки: Тюменский государственный нефтегазовый университет.

35. <http://www.gazcompany.ru/> Альтернативные комплексные технологии переработки попутного нефтяного газа.

36. Брагинский с. А., Фейгин В. И. Исследование состояния и перспективы направления переработки нефти и газа, нефте- и газохимии в РФ. М.: Экон-Информ, 2011, 806 с.

37. Технологический регламент блочной кустовой насосной станции ЦДПНГиК Казанского НГКМ.

38. Технологическая схема опытно-промышленных работ Казанского месторождения.

39. [http://snipov.net/c\\_4683\\_snip\\_112299.html/](http://snipov.net/c_4683_snip_112299.html/) СТО Газпром РД 1.12-096-2004 - Внутрикorporативные правила оценки эффективности НИОКР.

40. Методические рекомендации по комплексной оценке эффективности мероприятий, направленных на ускорение научно-технического прогресса в нефтяной промышленности рд 39-01/06-0001-89 министерство нефтяной промышленности

## Приложение А

### 2.1 Traditional APG utilization projects at the Kazan deposit of the Tomsk region

Combustion of associated petroleum gas in flaring facilities is associated with large economic losses and environmental risks. Find effective solutions for the use of APG is the task of any oil-producing state.

There are many options for using APG, which are dependent on the following factors:

- parameters of APG (productivity, composition, pressure);
- development of infrastructure;
- removed from the GPP;
- the possibility of transporting associated petroleum gas or products of its processing to the consumer.

Based on these factors, the main directions of APG use according to Russian and foreign experience can be [30]:

- use of gas and products of its processing in areas of mining;
- use of fuel in power plants;
- processing at gas processing plants with extraction of gas-chemical products. This option of consideration in case of allocation of significant and stable volumes of APG;
- pumping APG into productive oil reservoirs to increase reservoir pressure and oil recovery (cycling process). This method is characterized by high costs;

- the supply of APG is remote to consumers, for example, for the production of heat and electric power, through pipelines or after appropriate preparation of automobile or safe access.

Schematic directions of APG use are shown in Figure 2.1



Figure 2.1 - Methods of APG use

One of the most important tasks is to determine the economically viable option of using APG in the conditions of a particular field at the stage of examination and approval of projects.

#### The use of gas for technological needs

This method of APG utilization provides for the use of gas in boiler houses, for heating oil, as fuel for installations, and so on. The gas compressor station is located on the deposit. Maintenance of the compressor unit with fuel gas is provided from the fuel gas preparation unit. The fuel gas preparation unit is designed for cleaning and preparing fuel gas (TG) before it is fed into the engines of compressor plants. Direct use of APG as fuel gas for plants without proper preparation leads to loss of power and engine wear. Schematic diagram of the UPTG operation is presented in Figure 2.2. In addition, associated gas is used in

boiler houses for heat supply of the entire deposit (workshops, process rooms, etc.), in heating furnaces for heating oil (with hot separation). On average, 8.4% of the total produced associated gas production is used for own technological needs.



Figure 2.2 - Block diagram of UTGG

### Use of gas for power generation

In the current situation in the oil products market, the most optimal option is the energy use of APG. This direction is dominant, due to the fact that the products obtained as a result have an almost unlimited market. Associated petroleum gas - fuel is high-calorific and environmentally friendly. Given the high energy intensity of oil production, it is most expedient to use it for the purpose of generating electricity and heat for commercial needs. Technologies that allow APG to be used for this purpose are available in sufficient quantities, both in Russia and abroad. With constantly growing electricity tariffs and an increase in their share in the cost price of extracted oil, APG use for generation of electricity, heat and cold is economically justified [31].

The use of gas as a fuel for electricity production reduces the cost of energy supply, does not require significant investment in the construction of power lines and utility networks from external and centralized energy sources for the constant supply of new deposits, and as a result, reduces the loss of electricity through the production of on-site consumption.

All the world's leading energy holdings use APG as raw material for gas piston power plants (GPPs). The most important characteristic for this method of using gas is its detonation resistance, determined by the methane number (in



methane it is 100, in butane - 10, and for hydrogen - 0). In general, the methane number is 25 to 95.

If there are significant and sustainable volumes of associated petroleum gas production, it can be used as fuel for large power plants for further implementation.

Of course, associated gas is currently used at the Kazan Oil and Gas Condensate Field to supply the entire field as fuel for gas piston and gas turbine plants (gas turbine plants are very powerful and often used as permanent sources of electricity in remote areas). About 5.3% of total APG is used to supply the field.

The idea of generating electricity for commercial profit is non-competitive for a number of reasons. First, there are no guarantees for the purchase of electricity generated from APG. Secondly, the cost of laying 1 km of air lines will cost more than 2.5 million rubles, and the field is remote from potential electricity buyers.

#### APG processing at gas processing plants

The traditional direction of deeper utilization of APG is its processing at gas processing plants. During the processing of APG, a broad fraction of light hydrocarbons and dry stripped gas are obtained at the GPP. NGL is usually (at least for Russian conditions) dispatched to a centralized gas fractionation facility (FGFU), where NGL is divided into fractions (propane, butane, pentane, etc.), which are commodity products, mainly raw materials for the petrochemical industry, household fuel, automobile fuel and an export product. SOG - a gas consisting mainly of methane, is sent to the gas main. Under certain conditions, ethane extraction is also effective, which is technically the most complex, but ethane produced in these processes is the most valuable petrochemical raw material.

Conditionally, the methods of processing gases can be divided into three large groups [32]:

- physical and energy;
- thermochemical;
- Chemical-catalytic methods

The existing gas processing industries are based on physical-energy methods of gas compression, physical methods of their separation using large differences in energy potentials created by powerful refrigeration and heating installations.

Methods of direct thermal exposure are the basis for obtaining from the feed gases the main quantity of intermediate petrochemical products - unsaturated hydrocarbons (ethylene, propylene, divinyl, etc.), giving rise to the whole variety of products of basic organic synthesis. At existing plants pyrolysis of gas fractions C<sub>2</sub>-C<sub>4</sub> or liquid fractions of C<sub>5</sub> + is conducted. The process is carried out at temperatures up to 1000 oC and at pressures of several atmospheres. In pyrolysis products, in addition to unsaturated hydrocarbons, methane, aromatic and polycyclic hydrocarbons are contained.

At present, the main way of direct conversion of methane is its oxidation into synthesis gas. The latter, in turn, is the raw material for chemical-catalytic processes. Synthesis gas is produced in three different ways:

- steam conversion:  $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} - \text{CO} + 3 \text{H}_2$ ;
- Carbon dioxide conversion:  $\text{CH}_4 + \text{CO}_2 - 2 \text{CO} + 2 \text{H}_2$ ;
- partial oxidation:  $\text{CH}_4 + 1 / 2 \text{O}_2 - \text{CO} + 2 \text{H}_2$

The increase in oil production will lead to an inevitable increase in the volume of APG. For which it was decided to increase the capacity of the GCS, however, because of this, the gas processing unit at the Myldzhinskoye field ceased to cope with the amount of incoming gas. Due to this, the construction of the gas processing plant at the Kazan deposit (the start of construction in 2016) was approved.

The final products of complex gas treatment are a mixture of propane-butane technical, combustible natural gas that meets the necessary requirements of the standard and is supplied to the trunk gas pipeline of the Transgaz system, as well as condensate that meets all GOST requirements and is transported further to the trunk oil pipeline of the Transneft system.

#### Use of gas in the cycling process

Another direction of utilization of APG is injection of APG into the reservoir to increase oil recovery and extract difficult-to-recover reserves. Injection into the reservoir as a method of increasing oil recovery has proved itself in many countries of the world (in Norway, Alaska, Canada, etc.), thanks to which high oil recovery rates have been achieved in these countries and the volumes of APG combustion have been reduced to a miserable level. Unfortunately, in Russia the wide application of gas methods of impact on the reservoir is restrained both by their relatively high capital intensity and complexity of use. Indeed, for the organization of injection of APG into the reservoir, serious pre-project preparation is required. A complex of technological equipment is needed, namely, a pumping station for pumping liquid phase, a multi-stage high-pressure compressor station for injecting APG, equipment for preparing APG for compression, a unit for metered-dose methanol, special equipment for gas injection wells, and an automated process control system. According to experts, the introduction of technology for gas impact on the reservoir is a rather complex but quite feasible engineering task, the implementation of which could ensure utilization of APG in remote fields.

At the Kazan deposit, a reservoir pressure maintenance system is being implemented. With the help of pumps BKNS with a capacity of 1500 thousand m<sup>3</sup> / year, the working agent is injected into the reservoir, which uses the bottom water obtained during the preparation of oil and Cenomanian water extracted from the Apt-Albian-Cenomanian horizon of the Pokursky suite, as well as the cleaned

industrial drains. The application of waterflooding was detailed in the technological scheme of the pilot-industrial works of the Kazan deposit. Here there is only a general lack of this technology - a relatively low coefficient of oil displacement by water (an average of 0.5-0.6). An alternative method for the development of light oil deposits is the displacement of oil by gas agents in the regime of mixing displacement. This method of action provides a much higher (about 0.7-0.8) displacement coefficient. However, the efficiency of development and the final oil recovery factor are determined not only by the displacement coefficient, but also by many other geological, physical and technical-economic parameters. When injecting gas into the reservoir, in contrast to waterflooding, a rather unfavorable ratio of the viscosities of the displaced and displacing agents is observed, usually exceeding one. In connection with this, when the gas is displaced by gas, the displacement front is unstable, as a result of which the coefficient of coverage of the deposit by displacement both in area and in the thickness of the formation may be lower than in the case of waterflooding. However, the volume of the formation covered by the gas will be much better washed from oil. Thus, when displacing oil with water, a larger reservoir volume is washed, but with a lower quality than with gas injection [34].

Another factor limiting the technological effect of mixing displacement is the economics of the technological process and the final choice of the method of influence should be based on a technical and economic analysis. As the experience of designing the development of domestic deposits has shown, in specific physical and geological conditions, flooding technology has significant technological and economic advantages in comparison with gas impact types.

#### Gas supply to remote consumers

The next method of gas utilization is to supply it to remote consumers, but for this purpose the gas must be adequately prepared. Existing technologies and equipment at the Kazan Oil and Gas Company provide for the compression of

associated petroleum gas and its further transportation to the Mildzhinsky unit for the integrated preparation of gas and condensate, after which the resulting products are sent to prefabricated main pipelines or transported in other ways to the end user.

## Приложение Б (Обязательное)

### Нормативные документы, регулирующие вопросы обращения с ПНГ

1. Федеральный закон от 10.01.2002 г. №7-ФЗ «Об охране окружающей среды»[16].	Проекты утилизации попутного нефтяного газа предусматривают меры по очистке попутного нефтяного газа, минимизирующие воздействие на окружающую среду; При реализации проектов учитываются допустимые нормативы и лимиты, установленные на выбросы загрязняющих веществ и на иное воздействие на окружающую среду в результате размещения, строительства и проектирования сооружений по утилизации попутного нефтяного газа
2. «Климатическая доктрина Российской Федерации» Распоряжение президента РФ от 17.12.2009 г. [17].	Проекты утилизации попутного нефтяного газа разработаны в соответствии с политикой по сокращению эмиссий парниковых газов в атмосферу, минимизируя тем самым вклад в процессы глобального потепления климата.
3. Указ Президента РФ от 4 февраля 1994 г. № 236 «О государственной стратегии Российской Федерации по охране окружающей среды и обеспечению устойчивого развития». [130].	Проекты утилизации ПНГ отвечают требованиям Конституции РФ по соблюдению условий, позволяющих реализовывать конституционное правило граждан на жизнь в благоприятной окружающей среде путем предотвращения загрязнения атмосферного воздуха.
4. Распоряжение правительства РФ № 1715-р от 13.11.2009 г. «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года». [19].	Часть проектов утилизации ПНГ нацелена на реализацию продукции глубокой переработки топливно-энергетических ресурсов, часть – на внедрение технологий и оборудования для малотоннажного производства синтетического жидкого топлива (СЖТ), в то время как все проекты утилизации ПНГ подразумевают достижение 100% уровня утилизации ПНГ к 2030 г.
5. Закон РФ от 21.02.1992 г. №2395-1 «О недрах» (ред. от 30.12.2012 г.). [20].	Проекты утилизации ПНГ отвечают требованиям закона по рациональному использованию и охране недр, комплексному и полному извлечению содержащихся в них компонентов.
6. Федеральный закон от 04.05.1999 г. №96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» (ред. 25.06.2012 г.). [21].	Проекты утилизации ПНГ предусматривают учет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и вредных физических воздействий на нее, а также в процесс реализации проектов утилизации ПНГ включаются меры по уменьшению выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух.
7. Постановление Правительства от 8 ноября 2012 №1148 « Об особенностях исчисления платы за	Плата за выбросы, уплачиваемая предприятиями, не реализующими проекты утилизации ПНГ, осуществляется в соответствии

<p>выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и(или) рассеивании попутного нефтяного газа». [22].</p>	<p>с данным постановлением: Установить предельно допустимое значение показателя сжигания на факельных установках и (или) рассеивания попутного нефтяного газа в размере не более 5 процентов объема добытого попутного нефтяного газа.</p> <p>Предельно допустимое значение показателя сжигания на факельных установках и (или) рассеивания попутного нефтяного газа не применяется при освоении участков недр со степенью выработанности запасов нефти по участку недр меньше или равной 0,01, а также в течение 3 лет с момента превышения указанного показателя или до достижения степени выработанности запасов нефти по участку недр, равной 0,05, если это наступит раньше. При этом степень выработанности запасов нефти определяется как отношение суммы накопленной добычи нефти по участку недр к начальным извлекаемым запасам нефти категорий А, В, С1 и С2 по этому участку.</p>
<p>8. Налоговый кодекс РФ. [23].</p>	<p>Глава 26. Ст. 342, п.1.2.</p> <p>Налогообложение попутного нефтяного газа производится по ставке 0 процентов; Глава 22. Ст. 181, п.1.10. Прямогонный бензин, полученный в результате переработки попутного нефтяного газа не рассматривается как подакцизный товар.</p>
<p>9. Уголовный кодекс РФ. [24].</p>	<p>Статья 246. Уголовная ответственность наступает за нарушение правил охраны окружающей среды при проектировании, размещении, строительстве, вводе в эксплуатацию и эксплуатации промышленных, сельскохозяйственных, научных и иных объектов лицами, ответственными за соблюдение этих правил, если это повлекло существенное изменение радиоактивного фона, причинение вреда здоровью человека, массовую гибель животных либо иные тяжкие последствия;</p> <p>Статья 251. Уголовная ответственность наступает: за нарушение правил выброса в атмосферу загрязняющих веществ, если эти деяния повлекли загрязнение или иное изменение природных свойств воздуха;</p> <p>за нарушение правил выброса в атмосферу загрязняющих веществ, если эти деяния повлекли загрязнение или иное изменение природных свойств воздуха, а также повлекшие по неосторожности причинение вреда здоровью человека;</p> <p>за нарушение правил выброса в атмосферу</p>

	загрязняющих веществ, если эти деяния повлекли загрязнение или иное изменение природных свойств воздуха, а также повлекшие по неосторожности смерть человека;
10. Постановление Правительства РФ от 12.06.2003 N 344 (ред. от 26.12.2013) "О нормативах платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными и передвижными источниками, сбросы загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты, в том числе через централизованные системы водоотведения, размещение отходов производства и потребления". [25].	Нормативы платы за выбросы в атмосферный воздух как при реализации проектов утилизации ПНГ так и при сжигании попутного нефтяного газа, а также коэффициенты, учитывающие экологические факторы, учтены в расчетах в соответствии с химическим компонентным составом исследуемых попутных газов.
11. "Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух" (введено письмом Ростехнадзора от 24.12.2004 N 14-01-333). [26].	При расчете выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в результате реализации проектов утилизации ПНГ и при сжигании попутного нефтяного газа были учтены рекомендации, приведенные в данном методическом пособии.
12. Федеральный закон от 31.03.1999 N 69-ФЗ (ред. от 05.04.2013) "О газоснабжении в Российской Федерации". [27].	Глава 7. Ст. 27. В первую очередь доступ к свободным мощностям принадлежащих указанным в части первой настоящей статьи организациям газотранспортных и газораспределительных сетей предоставляется поставщикам для транспортировки отбензиненного сухого газа, получаемого в результате переработки нефтяного (попутного) газа.
13. Федеральный закон от 26 марта 2003 г. №35 «Об электроэнергетике». [28].	Аспекты использования попутного нефтяного газа в качестве топлива для производства электроэнергии для потребления объектами жилищно- коммунального хозяйства учтены при реализации проектов утилизации ПНГ.
14. Проект Федерального закона N 454850-5 "Об использовании попутного нефтяного газа и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации" (ред., внесенная в ГД ФС РФ). [29].	



**Приложение В**  
(обязательное)

**Структура программ корпоративной социальной ответственности ОАО  
«Востокгазпром»**

Наименование предприятия	Элемент	Стейкхолдеры	Сроки реализации мероприятия	Ожидаемый результат от реализации мероприятия
Система социальных гарантий для сотрудников	Социально-ответственное поведение	Сотрудники компании	Ежегодно	- Повышение лояльности сотрудников компании; - Сохранение социальной стабильности в обществе в целом; - Улучшение имиджа предприятия, рост репутации
Социально значимый проект в области здравоохранения «Плавающая поликлиника»	Эквивалентное финансирование	Местное население, местные органы власти	Ежегодно	- Сохранение социальной стабильности в обществе в целом - Повышение лояльности местного населения, местных органов власти в отношении деятельности компании в регионе; - Улучшение имиджа предприятия, рост репутации
Социально значимые проекты в области дошкольного и школьного образования, развития спорта на селе	Эквивалентное финансирование	Местное население, местные органы власти	Ежегодно	- Сохранение социальной стабильности в обществе в целом - Повышение лояльности местного населения, местных органов власти в отношении деятельности компании в регионе; - Улучшение имиджа предприятия, рост репутации