

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки 38.04.02. «Менеджмент», профиль «Экономика и управление на предприятии (в нефтяной и газовой отрасли)»

Кафедра экономики природных ресурсов

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ экономической эффективности использования низконапорного газа на Медвежьем нефтегазоконденсатном месторождении

УДК 338.3:608

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2ЭМ41	Никонов Юрий Алексеевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТ:

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Феденкова Анна Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
экономики природных ресурсов	Боярко Григорий Юрьевич	д.э.н.		

Томск – 2016 г.

Запланированные результаты обучения по ООП 38.04.02 Менеджмент

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Общепрофессиональные и профессиональные компетенции</i>	
Р₁	Умение 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
Р₂	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
Р₃	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
Р₄	Способность разрабатывать учебные программы и методическое обеспечение управленческих дисциплин, умение применять современные методы и методики в процессе преподавания управленческих дисциплин
<i>Общекультурные компетенции</i>	
Р₅	Способность понимать необходимость и уметь самостоятельно учиться и повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, развивать свой общекультурный, творческий и профессиональный потенциал
Р₆	Способность эффективно работать и действовать в нестандартных ситуациях индивидуально и руководить командой, в том числе международной, по междисциплинарной тематике, обладая навыками языковых, публичных деловых и научных коммуникаций, а также нести социальную и этическую ответственность за принятые решения, толерантно воспринимая социальные, этические, конфессиональные и культурные различия

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки 38.04.02. «Менеджмент», профиль «Экономика и управление на предприятии (в нефтяной и газовой отрасли)»

Кафедра экономики природных ресурсов

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой ЭПР

_____	_____	<u>Боярко Г.Ю.</u>
(Подпись)	(Дата)	(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
32ЭМ-42	Никонов Юрий Алексеевич

Тема работы:

Анализ экономической эффективности использования низконапорного газа на Медвежьем НГКМ	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№9237/с от 31.10.2016

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21.11.2016
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Годовые отчеты, внутренняя финансовая отчетность ООО «Газпром добыча Надым», российская и зарубежная научно-публицистическая и учебная литература, материалы СМИ, статистические данные различных министерств и ведомств, нормативно-правовые акты различной юридической силы.
---------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	- определение коммерческих предпосылок развития технологий использования низконапорного газа (ННГ) в мире; - систематизация и классификация технологий использования ННГ; - анализ имеющихся технологических решений и перспектив развития, направленных на переработку ННГ; -патентно-информационный поиск по проблемам добычи и использования ННГ по ключевым словам, классам МПК, авторам изобретений и патентообладателям; -анализ экономической эффективности использования низконапорного газа на Медвежьем НГКМ.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	– Категории природного газа – Структура запасов газа по сеноманским залежам месторождений Надым-Пур-Тазовского региона – Структура текущих разведанных запасов по уровню эффективности – Распределение запасов низконапорного газа в Российской Федерации – Относительное увеличение себестоимости добычи сеноманского газа – Выявление влияния стоимости реконструкции Медвежьего НГКМ на выбор конкретных предложений добычи и использования низконапорного газа – Определение перечня экономически-реализуемых технологий использования низконапорного газа – План реализации сформированного перечня экономически-реализуемых технологий использования низконапорного газа
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Феденкова Анна Сергеевна, старший преподаватель кафедры менеджмента ИСГТ
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Одномерная модель оптимального эжектора и параметрическое	One dimensional Model of an Optimal Ejector and Parametric Study of Ejector Efficiency.

исследование эффективности Эжектора.	
---	--

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.09.2016
---	------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32ЭМ-42	Никонов Юрий Алексеевич		

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) Менеджмент

Уровень образования Магистратура

Кафедра экономики природных ресурсов

Период выполнения _____ (осенний семестр 2016/2017 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21.11.2016
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01.10.2016	<i>Основы определения и динамика образования запасов «низконапорного газа»</i>	20
14.10.2016	<i>Анализ технологических решений использования низконапорного газа</i>	20
21.10.2016	<i>Экономическая эффективность вариантов добычи и использования «низконапорного газа» на Медвежьем месторождении</i>	40
28.10.2016	<i>Социальная ответственность</i>	10
21.11.2016	<i>Иностранная часть</i>	10

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭПР	Боярко Григорий Юрьевич	д.э.н, профессор		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 105 страниц, 8 рисунков, 16 таблиц, 82 источник, 2 приложения.

Ключевые слова: ПРИРОДНЫЙ ГАЗ, НИЗКОНАПОРНЫЙ ГАЗ, КОМПРИМИРОВАНИЕ, GTL-ПРОЦЕСС, ГАЗОХИМИЯ.

Объектом исследования являются процессы переработки низконапорного газа

Актуальность данной работы заключается в анализе экономической эффективности использования низконапорного газа месторождения Медвежье.

Цель работы: анализ экономической эффективности технических предложений по использованию низконапорного газа. В процессе исследования отражено следующее:

- определение и динамика образования запасов низконапорного газа;
- анализ имеющихся технологических решений использования низконапорного газа;
- экономические предпосылки использования низконапорного газа;
- расчет экономической эффективности различных вариантов использования низконапорного газа на Медвежьем месторождении и выбор наиболее приемлемого варианта с учетом социально-экономических условий.

В процессе работы проводился сравнительный анализ технологий переработки низконапорного газа, коммерческих предпосылок их применимости.

В ходе исследования были выявлены коммерческие предпосылки развития технологий использования низконапорного газа. Проведена систематизация технологий переработки низконапорного газа, предложены способы их классификации, основанные на различной природе воздействия на низконапорный газ - физическое, химическое, комбинированное. На основании проведенного патентного поиска и имеющихся литературных данных дан анализ имеющихся технологических решений и перспектив их развития. Наиболее перспективными направлениями использования низконапорного газа в местах добычи ННГ являются: компримирование низконапорного газа, производство электроэнергии с помощью газотурбинных станций, переработка в синтетические жидкие углеводороды посредством GTL-процессов (в т. ч. мобильными установками).

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе MicrosoftWord 10.0 и представлена на диске CD-R (в конверте на обороте обложки).

Определения, обозначения, сокращения

ВМС	Водометанольная смесь
ГВК	Газоводяной контакт
ГМ	Газовое месторождение
ГП	Газовый промысел
ГПА	Газоперекачивающий агрегат
ГРЭС	Государственная районная электростанция
ДКС	Дожимная компрессорная станция
ДМЭ	Диметиловый эфир
ЖГСА	Жидкостно-газовый струйный аппарат
КС	Компрессорная станция
МТБЭ	Метил-трет-бутиловый эфир
ННГ	Низконапорный газ
НТПР	Надым-Пур-Тазовский регион
ПГУ	Парогазовая установка
ПНГ	Попутный нефтяной газ
РГО	Русское географическое общество
РТИ	Резинотехнические изделия
РФ	Российская Федерация
СЖУ	Синтетические жидкие углеводороды
СПБТ	Смесь пропана и бутана технических
СПГ	Сжиженный природный газ
УКПГ	Установка комплексной подготовки газа
ФО	Федеральный округ
ШФЛУ	Широкая фракция легких углеводородов
ШФУ	Широкая фракция углеводородов
ЯНАО	Ямало-Ненецкий автономный округ
GTL	Технология Gas-to-liquids «газ в жидкость»
LNG	Liquefiednaturalgas «сжиженный природный газ»

Оглавление

Введение.....	11
1 Основы определения и динамика образования запасов «низконапорного газа»	13
1.1 Основные подходы к формированию категории «низконапорный газ»	13
1.2 Сравнительный анализ запасов «низконапорного газа» России.....	19
1.3 Анализ образования запасов «низконапорного газа» на ГМ Медвежье	23
2 Анализ технологических решений использования «низконапорного газа»	27
2.1 Проблематика использования «низконапорного газа»	27
2.2 Анализ имеющихся технологических решений использования «низконапорного газа»	30
2.2 Перспективы развития технологических решений, направленных на переработку «низконапорного газа»	35
3 Экономическая эффективность вариантов добычи и использования «низконапорного газа» на Медвежьем месторождении	41
3.1 Внешние и внутренние факторы, влияющие на рентабельность внедрения технологий добычи и переработки «низконапорного газа»	41
3.2 Экономическая эффективность вариантов добычи и переработки низконапорного газа	47
3.3 Обоснование выбора экономически-реализуемых технологий использования «низконапорного газа»	60
4 Социальная ответственность	67
4.1 Определение стейкхолдеров организации.....	67
4.2 Определение структуры программ КСО	71
4.3 Определение затрат на программы КСО	72

4.4 Оценка эффективности программ и выработка рекомендаций.....	73
Заключение	77
Список использованных источников	80
ПРИЛОЖЕНИЕ А Одномерная модель оптимального эжектора и параметрическое исследование эффективности Эжектора.	90
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Территориальная составляющая запасов низконапорного газа	104

Введение

Решение проблем и разработка перспектив использования низконапорного газа (ННГ) является насущной и актуальной задачей для газовой отрасли российской федерации. Суть проблемы заключается в сложности и экономической невыгодности вовлечения в хозяйственный оборот значительных объемов газа, остающихся в уже выработанных месторождениях, вследствие низкого давления в пластах, и невозможности его транспортировки по газопроводам.

Необходимо отметить, что остающиеся запасы газа сопоставимы с объемами новых газовых месторождений. Запасы низконапорного газа на месторождениях ЯНАО к 2020 г. Превысят 2,5 трлн. м³, а к 2030 г. Составят около 5 трлн. м³. Стратегическая целесообразность добычи ННГ бесспорна. Добыча ННГ осуществляется на уже освоенных месторождениях, имеющих готовую инфраструктуру, тем самым повышая эффективность использования этих месторождений и снижая затраты на разработку новых месторождений. Основная проблема заключается в том, что сам процесс добычи ННГ намного дороже и технически сложнее, чем обычная добыча, в силу низких давлений газа, находящегося на глубине 1-1,5 км.

К настоящему времени известны варианты решения проблемы использования ННГ, но, при этом, технико-экономический анализ часто показывает низкую рентабельность, большие сроки окупаемости, и, даже, убыточность их реализации.

Чтобы оценить перспективность тех или иных решений для конкретного использования в ООО "Газпром добыча Надым" необходимо всесторонне их систематизировать, выделить и проанализировать "сильные и слабые" технические и экономические стороны.

Целью диссертационного исследования является анализ экономической эффективности технических предложений по использованию низконапорного газа.

В ходе работы решались следующие задачи:

- Определение и динамика образования запасов низконапорного газа;
- Анализ имеющихся технологических решений использования низконапорного газа;
- Экономические предпосылки использования низконапорного газа;
- Расчет экономической эффективности различных вариантов использования низконапорного газа на Медвежьем месторождении и выбор наиболее приемлемого варианта с учетом социально-экономических условий.

Объектом диссертационного исследования является анализ эффективности использования низконапорного газа при существующих технико-экономических условиях.

Предметом диссертационного исследования является ООО "Газпром добыча Надым".

Информационной и методической базой исследования послужили годовые отчеты, внутренняя финансовая отчетность ООО «Газпром добыча Надым», российская и зарубежная научно-публицистическая и учебная литература, материалы СМИ, статистические данные различных министерств и ведомств, нормативно-правовые акты различной юридической силы.

1 Основы определения и динамика образования запасов «низконапорного газа»

1.1 Основные подходы к формированию категории «низконапорный газ»

В международной практике для обозначения ННГ используется термин “lowpressuregas” или “lowpotentialgas”. Также встречается термин “strandedgas”, которым в целом обозначаются газы, остающиеся по физическим или экономическим причинам непригодным для добычи и транспортировки.

В настоящее время в научно-технической сфере и юридической практике не существует единого определения термина «низконапорный газ». Некоторые специалисты вообще считают данный термин некорректным как по технологическим, так и по экономическим критериям.

Другие проблему извлечения природного газа при низких давлениях рассматривают через «давление забрасывания», «рентабельность поставок газа в магистральный газопровод» и т.д.

Схожий подход применялся на раннем этапе развития газовой промышленности в СССР, когда не имевшая еще такой, как сейчас, остроты проблема «низконапорного газа» подавалась как проблема «промышленной газоотдачи» или проблема «давления забрасывания». При этом под промышленной газоотдачей понимался рентабельный уровень реализации запасов газа потребителю, то есть извлечение газа из месторождения до стадии, когда пластовое давление (давление забрасывания) и дебиты скважин (минимальный рентабельный дебит) не достигали величин, при которых дальнейшая эксплуатация месторождения становилась «экономически нецелесообразной». Как следствие под «низконапорным газом» фактически понимали ту часть извлекаемых запасов газа, которая направлялась в магистральные газопроводы с использованием дожимных компрессорных

станций или местным потребителям по газораспределительным сетям низкого давления без использования дожимных компрессорных станций.

Можно обозначить следующие основные походы к определению понятия «низконапорный газ». Подход к формированию категории «низконапорный газ» через классификацию запасов газа, а также энергетику его добычи и транспорта.

Работа группы специалистов под руководством д.т.н., проф. Р.М. Тер-Саркисова определяет «низконапорный газ» как газ, давление которого на устье скважины таково, что его можно направить в магистральный газопровод только после компримирования не менее чем в три ступени [4].

Данный подход основан на результатах длительных исследований разработки месторождений природного газа и его транспорта сотрудниками ООО «ВНИИгаз», которые разбивают процесс, реализуемый на базе существующих технологий и методов проектирования, на следующие этапы (рисунок 1):

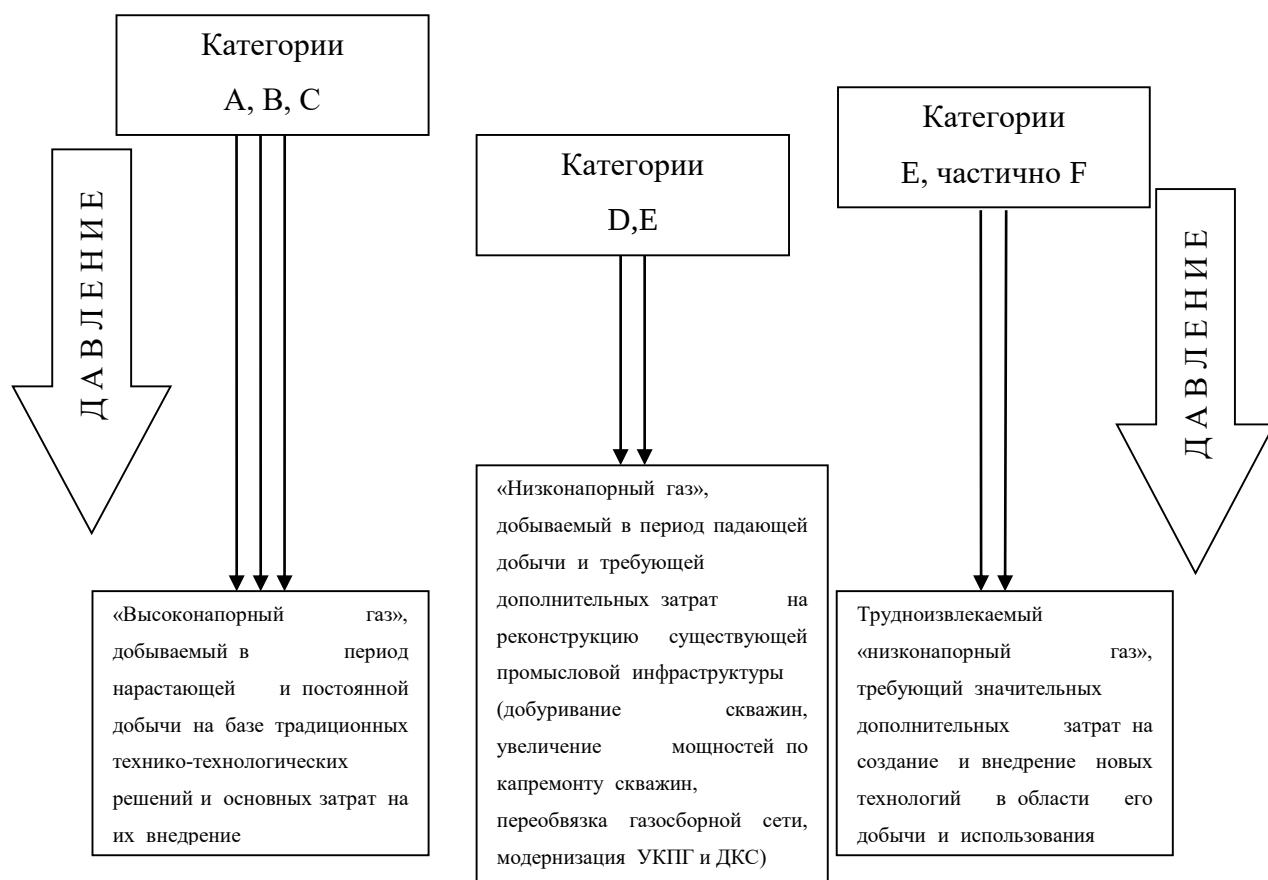


Рисунок 1– Категории природного газа

В соответствии с проведенным анализом из сеноманских залежей месторождений Надым-Пур-Тазовского региона при существующих технологиях добычи можно извлечь до 90% от начальных геологических запасов, что соответствует сумме всех категорий, за исключением категории F (рисунок 2).

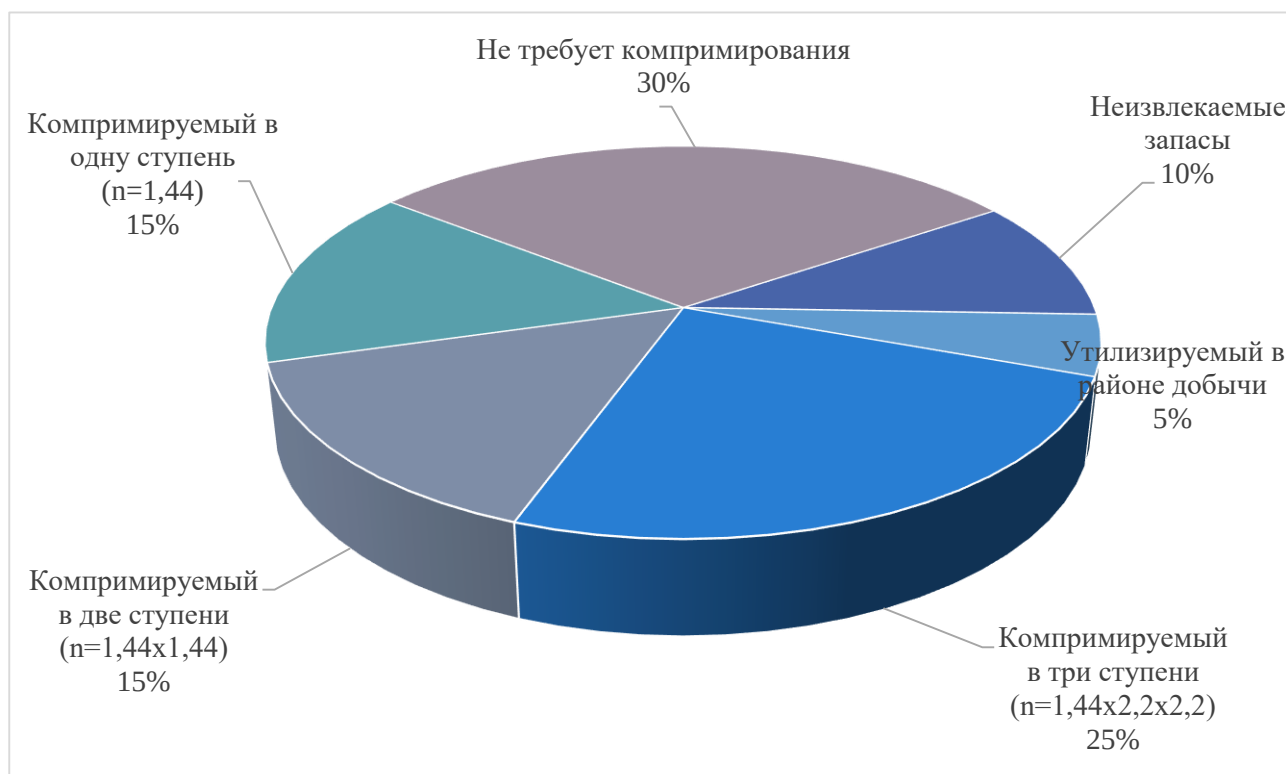


Рисунок 2—Структура запасов газа по сеноманским залежам месторождений Надым-Пур-Тазовского региона

В рамках данного подхода существует классификация, проведенная Облековым Г.И. и Облековым Р.Г., согласно которой запасы «низконапорного газа» можно рассматривать в качестве геологических запасов[5], как:

- 1) трудноизвлекаемые запасы;
- 2) условно извлекаемые запасы,
- 3) не извлекаемые запасы.

Логика этой классификации базируется на том, что на заключительной стадии разработки месторождения вырабатываемые запасы газа становятся трудноизвлекаемыми по геолого-технологическим и экономическим критериям,

а добываемый газ – к низконапорному по энергетическим и экономическим показателям.

Авторы классификации дают определения всем видам запасов с целью вычленения из них низконапорного компонента (таблица 1).

Таблица 1–Классификация запасов Р.М. Тер-Саркисова[4]

Геологические запасы	Это суммарные запасы залежи, месторождения всех категорий, разведанных и подсчитанных на определенную дату.
Извлекаемые запасы	Это запасы, которые можно извлечь согласно проектам разработки при полном и рациональном использовании современной техники и технологии в действующих экономических условиях производства.
Остаточные запасы	Это запасы, оставшиеся в пласте по завершению проектной разработки месторождения при полном и рациональном использовании современной техники и технологий, добыча которых в действующих экономических условиях не рентабельна. Часть из них может быть извлечена при изменении технико-экономических условий производства (применение нетрадиционной техники и технологий извлечения и использования газа, снижение себестоимости и налоговой составляющей, изменение цены на продукцию).
Вероятно (потенциально) извлекаемые запасы	Это промышленные динамические запасы, составляющие часть остаточных запасов, разработка которых может быть рентабельна при изменении технико-экономических условий производства. Приурочены к газовой и обводнившейся частям продуктивного пласта.
Условно извлекаемые запасы	Это защемленные, не способные к фильтрации запасы, составляющие часть остаточных, промышленная разработка которых возможна при механическом или физико-химическом воздействии на пласт. Приурочены к обводнившейся части продуктивного пласта.
Неизвлекаемые запасы	Это запасы, составляющие часть остаточных, разработка которых технически и технологически невозможна.

Таким образом, запасы газа могут быть низконапорными по своей природе (изначально) либо стать таковыми на некотором этапе разработки месторождений.

В итоге ННГ определяется как газ, промышленное использование которого с глубоким компримированием и дальнейший транспорт экономически нерентабелен или малорентабелен. В этом случае главным критерием отнесения

добываемого газа к категории низконапорного служит рентабельность сжатия до давления, используемого при магистральном транспорте.

1. Подход к формированию категории «низконапорный газ», разработанный специалистами ООО «Оренбурггазпром», через совокупность факторов добычи и переработки природного газа.

«Низконапорный газ» на объектах добычи и переработки – газ, рабочее давление которого ниже уровня рабочего давления основного технологического процесса и который должен утилизироваться за счет специально разработанных и внедренных технических мероприятий [6].

Когда речь идет только о добываемом углеводородном сырье, определение представляется как «К низконапорным промысловым газам относятся запасы газовых и газоконденсатных месторождений, промышленное использование которых с глубоким компримированием и дальнейшим магистральным транспортом экономически не рентабельны или низкорентабельны».

В рамках данного подхода существует еще одно определение, которое в основном привязано к экономическому и к техническому аспектам: «Низконапорный газ – это газ, имеющий место в технологических схемах разработки, добычи и переработки продукции нефтегазоконденсатных месторождений, вовлечение которого в промышленный оборот и хозяйственное использование сопряжено со значительными техническими проблемами и материальными затратами».

2. Подход к формированию категории «низконапорный газ» главным образом через проблемы социально-экономического развития регионов газодобычи.

Дефиниция Васильева Г.М. звучит следующим образом: «низконапорный газ» – новая экономическая категория, символизирующая неизбежное увеличение степени переработки местного сырья и компенсацию негативных явлений, включая снижение зависимости от импорта электроэнергии» [7].

В подтверждение тезиса о субъективизме подхода к понятию «низконапорный газ» можно привести аналитические выкладки Елистратова В.В. и Коломийцева В.В.[8]:

1) Объемы и степень извлечения газа из месторождения в период промышленного отбора (до давления «забрасывания») определяются сочетанием геолого-промысловых характеристик залежи и экономических критериев.

2) Между терминами «промышленные отборы» и остаточные запасы (так называемые «неизвлекаемые») в увязке с экономической оценкой сложно внедриться терминам «низконапорный газ» и «использование низконапорного газа», вследствие чего они не имеют научно-инженерного и экономического смысла.

3) На любом месторождении возможно компримирование газа от 1 – 2 до 60 – 70 атм., при этом себестоимость и цена на газ будут основными критериями этих решений.

4) Имеющаяся тенденция повышения цен на природный газ, безусловно, будет способствовать более полному извлечению газа как в период «промышленных» отборов, так и последующему доизвлечению остаточных и зачехленных объемов газа».

С точки зрения классификации запасы ННГ некоторое время назад можно было отнести к непромышленным запасам, поскольку вовлечение их в разработку не обеспечивало экономически приемлемую эффективность.

На данный момент времени в связи с обилием инновационных разработок, касающихся методики добычи и переработки ННГ, стоит говорить о известной соотнесенности термина ННГ со значительно более широким понятием «условно-рентабельные запасы», но если официальная терминология применима фактически лишь к добываемому (или потенциально добываемому) углеводороду, то профессиональный термин «низконапорный газ» характеризует доступность

продукта не только со стороны добычи, но также и со стороны возможности доставки его потребителю или в магистральный газопровод.

1.2 Сравнительный анализ запасов «низконапорного газа» России

Запасы ННГ на территории Российской Федерации и их возможная динамика по-разному оцениваются российскими специалистами. Так по данным исследований, проведенных специалистами ООО «ВНИИГаз», запасы ННГ на территории Российской Федерации составляют величину 12,6 трлн. м³, причем большая их часть сосредоточена в Надым-Пур-Тазовском регионе Западной Сибири, районе с падающей добычей [14].

Данная оценка основана на структуре текущих разведанных запасов по уровню эффективности, согласно которой запасы низконапорного газа до недавнего времени относили к средне- и малоэффективным.

В соответствии с этой классификацией текущие разведанные запасы на территории РФ содержат, за исключением высокоэффективных (рисунок 3):

- глубокозалегающие (более 3 км) залежи – 9,4 трлн. м³;
- удаленные от магистральных газопроводов (более 500 км) – 23 трлн м³;
- содержащие сероводород – 6,2 трлн. м³;
- «низконапорный газ»– 12,6 трлн. м³.

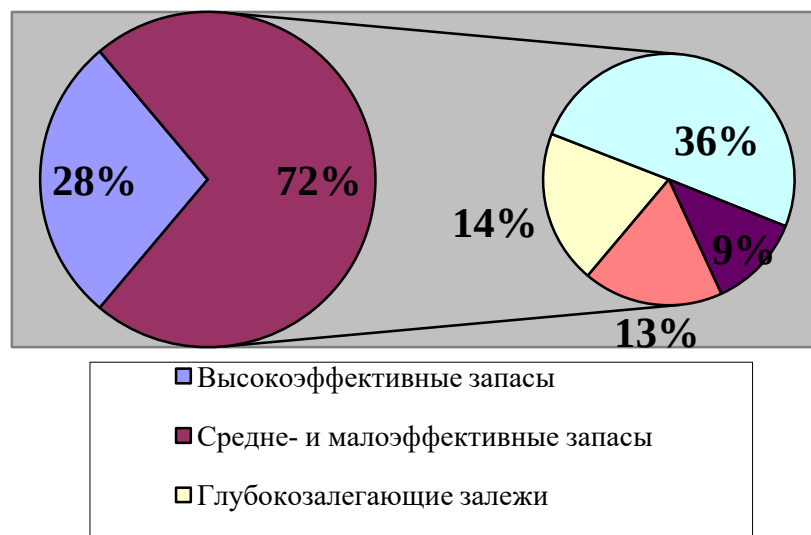


Рисунок 3– Структура текущих разведанных запасов по уровню эффективности

По данным «Энергетической стратегии России на период до 2030 года» прогнозные ресурсы природного газа составляют 164,2 трлн. м³. Если допустить, что в результате буровых и иных изыскательских работ получат подтверждение объемы ресурсов (то есть уже запасы) природного газа в размере хотя бы 120 - 140 трлн. м³, то исходя из современного уровня развития технологий добычи, подготовки и транспортировки природного газа можно ожидать дополнительно накопления запасов ННГ в объемах как минимум от 15 до 20 трлн. м³. Естественно динамика их накопления будет определяться скоростью освоения новых месторождений [12].

Существуют гораздо менее оптимистичные прогнозы накопления запасов ННГ. Так, по данным В.И. Волчкова, в Надым-Пур-Тазовском регионе запасы ННГ составят в 2020 году – 1,3-1,5 трлн. м³, в 2025 году – 1,4-2,7 трлн. м³, а в 2040 году их уровень стабилизируется на цифре 2,4 трлн. м³ [15].

Пока в среде российского научного сообщества не сформировано как точного определения термина ННГ, так и не разработана подробная методика подсчета его запасов, в результате чего возможен известный разброс мнений, который обозначает лишь одну грань проблемы - невозможность определения

на сегодняшний день точной цифры, характеризующей уровень запасов ННГ, сосредоточенного в пределах Российской Федерации.

Эксперты сходятся во мнении, что проблема добычи и использования ННГ станет одной из центральных для нефтегазовой отрасли на несколько ближайших десятилетий.

Кроме того, даже учитывая известную разность в подсчетах запасов ННГ, нельзя не признать тот факт, что Россия обладает большими запасами, имеющими к тому же тенденцию к увеличению или, по крайней мере, остающихся на стабильно высоком уровне – в данном случае прогнозы экспертов совпадают.

Запасы ННГ неравномерно распределены по регионам страны (рисунок 4, таблица в приложении1): большая их часть сосредоточена в Западной Сибири[11].

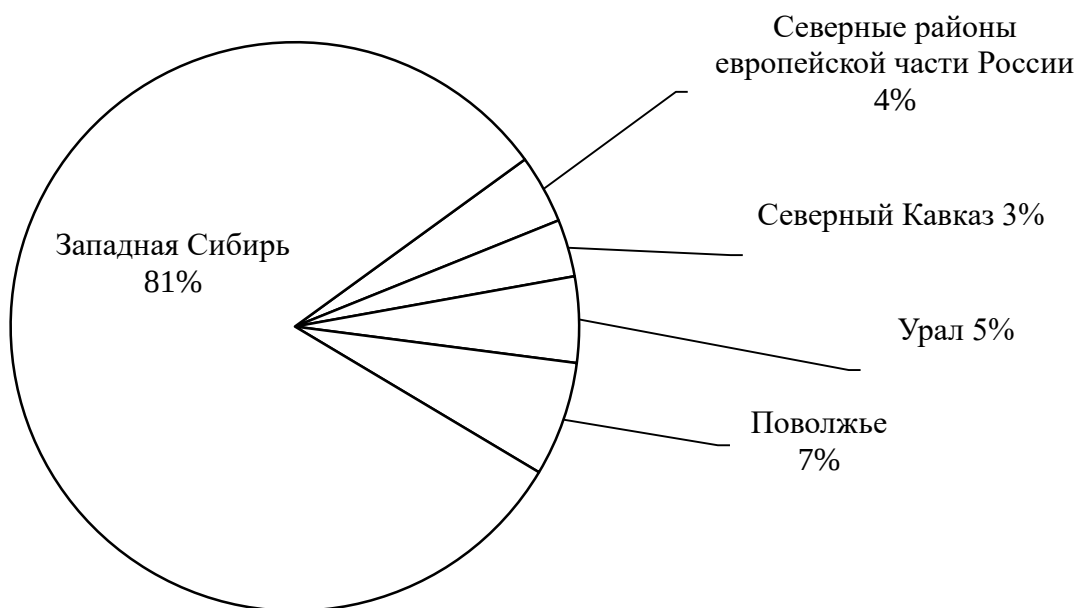


Рисунок 4– Распределение запасов низконапорного газа в Российской Федерации

Ситуацию с запасами ННГ на отработываемых месторождениях и с динамикой их накопления прогнозировать несколько проще, хотя и здесь существуют проблемы, связанные с разными представлениями о том, что

считать ННГ. Основным газодобывающим районом страны на обозримую перспективу (до 2030 года) остается Ямало-Ненецкий автономный округ, где сосредоточено 72% всех запасов России, поэтому именно этот регион следует рассматривать в первую очередь.

Основная часть высокоэффективных запасов приурочена к Надым–Пур-Тазовскому региону Ямало-Ненецкого автономного округа – главному газодобывающему району страны. Здесь сосредоточена пятая часть российских разведанных запасов природного газа, однако не все они могут быть отнесены к высокоэффективным. Наиболее удобен для разработки газ верхних продуктивных горизонтов сеноманского возраста, так называемый сеноманский газ, называемый «сухим» (состоит в основном из метана) и образующий крупные залежи сравнительно простого геологического строения на небольших глубинах (до 1500 м).

Основные запасы сеноманского газа сосредоточены в уникальных месторождениях левобережья реки Пур (Уренгойское, Ямбургское, Медвежье), которые эксплуатируются уже в течение многих лет и характеризуются высокой степенью выработанности. Для компенсации темпа падения добычи газа по перечисленным месторождениям в 2001 г. было введено в промышленную разработку Заполярное месторождение с максимальной годовой добычей газа в период постоянных отборов 100 млрд м³.

Введение в разработку Заполярного месторождения не способно полностью компенсировать падение добычи Надым-Пур-Тазовского региона: комплексное решение данной проблемы возможно только при использовании запасов низконапорного газа.

Рассматривая перспективу эффективности использования низконапорного газа на месторождениях с падающей добычей, необходимо выделить четыре основные проблемы:

1) Сравнение конкурентоспособности низконапорного газа на протяжении длительного времени с высоконапорным: прибыль от его добычи и транспортировки должна превышать понесенные затраты.

2) Обоснование экономической целесообразности разработки и внедрения новой техники и прогрессивной технологии по извлечению низконапорного газа в субъектах РФ с минимальными затратами.

3) Разработка предложений и рекомендаций для Правительства РФ в части введения налоговых послаблений для недропользователей, разрабатывающих месторождения природного газа, находящиеся на заключительной стадии эксплуатации.

4) Проведение опытных и экспериментальных работ по использованию различных технологий и методик переработки низконапорного газа.

При рассмотрении данных проблем, следует соизмерять их с уровнем скопления запасов низконапорного газа и с выработанностью конкретного месторождения.

Необходимо признать: запасы низконапорного газа распределены по территории РФ весьма неравномерно, при этом большая их часть сосредоточена в Надым-Пур-Тазовском регионе.

1.3 Анализ образования запасов «низконапорного газа» на ГМ Медвежье

Анализ результатов эксплуатации сеноманских залежей месторождений Медвежье, Уренгойское и Ямбургское позволяет сделать вывод об объемах извлечения газа по энергетическим категориям (таблица 2) [4].

Таблица 2–Объемы извлечения газа по энергетическим категориям

Категории	Текущая газоотдача, % / объемы извлечения, %			
	Медвежье месторождение	Ямбургское месторождение	Уренгойское месторождение	В среднем
А	22,5/22,5	26,5/26,5	32,0/32,0	30/30

Продолжение таблицы 2

В	37,5/15	42,0/15,5	47,0/15,0	45/15
С	50/12,5	56,0/14,0	62,0/15,0	60/15
Д	86/36	86,0/30,0	85,0/23,0	85/25
Е	87,4/1,4	90,0/4,0	90,0/5,0	90/5

При дальнейшей эксплуатации месторождения и повышении его выработанности, возникнет проблема использования низконапорного газа, требующего новых технологий добычи. Данная ситуация характерна не только для Медвежьего, но и для других газовых месторождений Надым-Пур-Тазовского региона (НПТР): запасы низконапорного газа категории Д снижаются, в то же время запасы газа категории Е и газа категории F представляют собой стабильную величину.

Если рассматривать основные месторождения НПТР, то по четырем из них (таблица 3) извлекаемые запасы свободного низконапорного газа составляют на начало 2014 года около 560 млрд. м³ [17], а сами месторождения, дававшие на своем пике почти 500 млрд. м³ газа в год, в настоящее время вошли в стадию падающей добычи, а к 2030 г. прогнозируется общий уровень добычи с этих месторождений порядка 30 млрд. м³ в год.

Таблица 3–Объемы низконапорного газа в сеноманских залежах НПТР на 1.01.2012 (млрд. м³)

Запасы ННГ, млрд. м ³	Месторождение				Всего
	Медвежье	Уренгойское	Ямбургское	Вынгапуровское	
Всего	166,5	774,0	404,8	38,9	1384,2
Свободного	73,6	325,1	141,1	16,8	556,6
Защемленного	92,9	448,9	263,7	22,1	827,6

Впервые на Медвежьем с проблемой низконапорного газа столкнулись в середине 1980-х. Чуть позже данная проблема стала чрезвычайно актуальной для Уренгойского и Ямбургского месторождений.

Медвежье - газоконденсатное месторождение, расположенное к востоку от центра Ямало-Ненецкого автономного округа г. Салехард, было открыто в

1967, разрабатывается с 1972. Приурочено к Ныдинскому и Медвежьему локальным поднятиям Медвежьего вала. Выявлено 3 залежи: газовая в сеноманских отложениях верхнего мела (газо-водяной контакт -1134 м), газоконденсатные в отложениях валанжина (газо-водяной контакт -2955 м) и в батских отложениях средней юры (водонефтяной контакт -3080 м).

Несмотря на то, что добыча газа из сеноманских залежей Медвежьего месторождения постоянно снижается, ОАО «Газпром» пытается разрабатывать новые участки месторождения: так, в 2011 году, компания начала добычу газа и газового конденсата на Ныдинском участке Медвежьего месторождения.

Как отмечают в РГО, экономическое следствие старения месторождений - рост себестоимости добываемого газа. По оценкам ВНИИГАЗ, она резко поднимается после отбора 70% запасов, а на точке 85% может увеличиться в 25 - 30 раз по сравнению с периодом постоянной добычи (рисунок 5) [4].

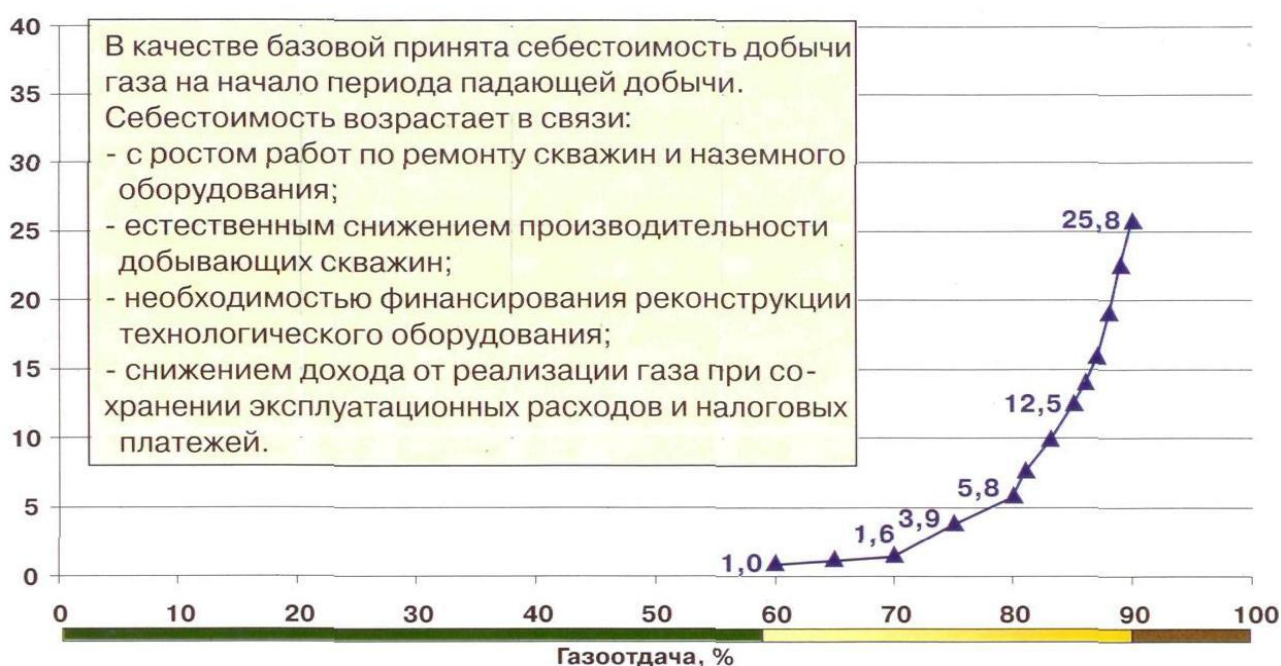


Рисунок 5– Относительное увеличение себестоимости добычи сеноманского газа

В случае с ГМ Медвежье наблюдается приближение к этой пороговой величине, и при существующих в настоящее время ценах на газ уже к 2016 г. для

месторождения Медвежье и к 2026 г. для Уренгойского, добыча газа из сеноманских залежей окажется убыточной, что на пять лет раньше проектных сроков окончания эксплуатации, при газоотдаче для этих месторождений 87% и 81,3% соответственно.

Проблема добычи и использования низконапорного газа не является исключительно прерогативой Медвежьего месторождения, но так или иначе становится проблемой любого месторождения, в течение долгого времени вырабатывающего природный газ. При этом одним из главных показателей выработанности месторождения, служит разница между величиной пластового давления в начале разработки и величиной пластового давления в данный момент времени[18].

Более полное и своевременное разрешение проблемы безубыточного извлечения запасов низконапорного газа возможно только при создании и внедрении новых технологий эксплуатации добывающих скважин в условиях их прогрессивного обводнения и разрушения призабойных зон; усовершенствования технологий и модернизации аппаратов промысловой очистки и осушки газа, загрязненного пластовой водой и механическими примесями, при общем снижении отборов по залежам и пониженных устьевых давлениях.

Проблема безубыточного извлечения низконапорного газа на ГМ Медвежье и последующего его использования, как в проектный период, так и в последующие годы, является весьма актуальной, имеет государственное значение и должна рассматриваться как ресурсосберегающая, технологически и социально перспективная.

2 Анализ технологических решений использования «низконапорного газа»

2.1 Проблематика использования «низконапорного газа»

В связи со значительными объемами запасами низконапорного газа, необходимы определенные решения для извлечения низконапорного газа, в частности:

- разработка и внедрение новых технологий ремонта скважин при аномально низких пластовых давлениях;
- разработка принципиально новых методов промысловой обработки углеводородов при низких входных давлениях (менее 10 кгс/см²);
- создание высокоэффективного оборудования по компримированию низконапорного газа;
- разработка технологий и технических средств переработки и использования трудноизвлекаемого низконапорного газа непосредственно на промыслах.

При использовании ННГ с помощью применения передовых технологий добычи и использования газа, необходимы и дополнительные затраты на реконструкцию существующей промысловой инфраструктуры:

- добуривание скважин;
- увеличение мощностей по капремонту скважин;
- переобвязка газосборной сети;
- модернизация УКПГ и ДКС.

Проблема использования низконапорного газа непосредственно на месторождении или вблизи него рассмотрена в различных работах, и существует ряд направлений использования ННГ, однако, полноценно применимыми на практике в российских условиях могут считаться лишь несколько (таблица 4).

Таблица 4–Технологии использования низконапорного газа

Технология	Краткая характеристика
1. Компримирование и транспортировка через систему газопроводов	При компримировании происходит увеличение давления до уровня, необходимого для поставки природного газа в газопровод. Для подготовки газа используется компрессорная станция – комплекс сооружений и оборудования для повышения давления сжатия газа при его добыче, транспортировке и хранении.
1.1 Компримирование и транспортировка на близкие и средние расстояния	При компримировании на близкие и средние расстояния происходит незначительное повышение давления низконапорного газа с распределением через сети низкого давления; данный вид компримирования применяется при близости районов добычи к районам потребления.
1.2 Компримирование и транспортировка на дальние расстояния	При компримировании на дальние расстояния происходит существенное увеличение давления в компрессорных станциях с дополнительным обустройством месторождений.
2 Производство сжиженного природного газа	Сжиженный природный газ получают из природного газа путём сжатия с последующим охлаждением. При сжижении природный газ уменьшается в объёме примерно в 600 раз. Процесс сжижения идет ступенями, на каждой из которых газ сжимается в 5-12 раз, затем охлаждается и передается на следующую ступень.
3 Производство электроэнергии	Создание генерирующих мощностей в районе промысла либо на незначительном удалении от него, позволяющее восполнить дефицит электроэнергии в северных газодобывающих регионах и иметь собственную энергонезависимую политику.
4. Синтез химических веществ	Процесс производства с помощью GTL-технологии состоит из трех стадий:
5. Производство синтетических жидких углеводородов	- природный газ, состоящий преимущественно из метана, превращают в синтез-газ (смесь водорода и окиси углерода в определенном отношении); - синтез-газ превращают в присутствии катализатора в многокомпонентную газожидкостную смесь углеводородов (ШФУ), преимущественно парафиновых (процесс Фишера-Тропша);
5.1 Производство метанола	- обогащение многокомпонентной газожидкостной смеси углеводородов (процессы гидрокрекинга и ректификации).
5.1 Производство диметилового эфира	
5.2 Переработка на технический углерод	Технический углерод (сажа) широко используется в химической и резинотехнической промышленности, при этом существует широкая база для сбыта получаемой продукции, включающая отечественных и зарубежных потребителей. Сама переработка на технический углерод включает: подготовку технических газов и сырья; пиролиз; концентрирования, выделения, грануляции и упаковки технического углерода.
6. Производство аммиака	Технология производства аммиака включает три основные стадии: риформинг и утилизацию отходящего тепла; стадия очистки от CO ₂ ; стадия синтеза аммиака.

Общепринятой классификации технологий использования ННГ не существует. Возможна классификация технологий по степени (глубине) и месту воздействия:

- подготовка к транспорту и подача потребителю;
- использование на собственные нужды месторождения (выработку тепловой и электроэнергии, в качестве топлива для приводов насосов и компрессоров и др.)
- переработка ННГ на промысле (получение сжиженного газа, ШФЛУ и др.)
- глубокая переработка с использованием процессов газохимии (получение синтетического жидкого топлива, метанола и др.)

Возможна классификация по природе воздействия на ННГ – физическое, химическое и комплексное. Отдельно следует рассматривать получение энергии, как сложный физико-химический процесс.

1. Физическое воздействие на ННГ (подготовка к транспортировке и переработке) подразумевает действие давления (и/или) температуры, результатом чего является компримирование и сжижение газа с последующей транспортировкой.

2. Химическим превращением низконапорного газа (как и другого газа) можно получить, в принципе, любой химический продукт, имеющий углеводородную основу, однако для его производства необходимы конкретные условия синтеза (T , p), катализаторы, дополнительные реактивы, машины и аппараты, взаимодействие с другими областями промышленности и др. В реальных условиях реализация производства вблизи газового промысла ограничена возможностью поставки дополнительного сырья, реализации продукта и другими ограничениями, накладываемыми расположением газопромыслов в условиях Крайнего Севера. Однако существует ряд технологий, реализация которых приводит к удовлетворению потребностей региона в выпускаемой продукции, и в условиях газодобычи считается целесообразной.

Любое месторождение, разрабатываемое в условиях падающей добычи, имеет свои технологические особенности, преимущества и недостатки, которые необходимо учитывать при выборе конкретного варианта использования низконапорного газа.

В соответствии с проведенным исследованием на местах добычи низконапорного газа, в том числе, на ГМ Медвежье возможно применение следующих технологий промышленного использования низконапорного газа

2.2 Анализ имеющихся технологических решений использования «низконапорного газа»

Физическое воздействие ННГ

Подготовка газа к транспорту или переработке – очистка, компримирование, сжижение и др. являются отработанными и широко внедренными процессами. Общей характеристикой этих процессов является необходимость затрат электроэнергии.

Химическая переработка ННГ

Более сложный процесс. Необходимо отметить сразу, что все процессы химической переработки ННГ являются очень энергозатратными, поскольку первой стадией является получение синтез-газа (энергопотребление многократно выше, чем при физическом воздействии).

Для дальнейшего анализа возможности реализации химической переработки на местах добычи газа важно рассмотреть глубину разработки конкретной технологии, внедрения на газовых промыслах в частности; поскольку получаемые продукты часто являются альтернативными в своей области, требуется сравнение с традиционно используемыми продуктами; отдельно требуется рассмотрение экономической целесообразности использования продуктов переработки ННГ на местах и поставки потребителям за пределы региона.

GTL-процессы

Первые промышленные установки синтеза Фишера-Тропша были введены в эксплуатацию в Германии в 1936 г., в составе которых преобладали бензиновые фракции (46%) и фракции дизельного топлива (23%) [34].

Сегодня разработкой и внедрением технологий получения синтетически жидких углеводородов СЖУ в мире являются компании *Shell, Sasol, ExxonMobil, Syntroleum, Rentech, BP-Davy, Statoil, Conoco, JOGMEC*.

Следует отметить, что в России не существует реализованного в промышленном масштабе современного производства синтетических моторных топлив по технологии GTL. Однако, по мнению специалистов ВНИИГАЗа, использование природного газа отдаленных месторождений путем его конверсии в синтетические жидкие топлива является наиболее перспективным направлением по сравнению с производством метанола или сжиженного газа. На сегодняшний день ОО «ВНИИГАЗ» совместно с ФГУ НИФХИ им. Л.Я. Карпова разработали технологическую схему процесса синтеза СЖУ Фишера-Тропша, совместно с Институтом органической химии им. Н.Д. Зелинского РАН разработали высокоактивный кобальтовый катализатор, совместно с Институтом катализа им. Г.К. Борескова СО РАН проводят работы по использованию мембранного катализатора. Создана и запущена стендовая установка проведения экспериментальных работ по получению СЖТ и ДМЭ.

Получаемый при обычном процессе синтеза бензин имеет низкое октановое число, так как содержит в основном алканы. Погоны бензина, имеющие низкую температуру кипения, характеризуются более высокими октановыми числами.

Дизельные топлива из синтина с успехом могут быть применены в качестве добавок к различным дизельным топливам (таблица 5), имеющим низкое цетановое число. Типичные смешанные топлива содержат около 40-5% фракции синтина и 55-60% нефтяного газойля или соответственной фракции, полученной при гидрогенизации угля или смол [26].

Каталитический синтез метанола из оксида углерода и водорода является единственным промышленно значимым способом получения метанола. В качестве сырья в настоящее время во всех (или почти во всех) случаях выступает природный газ, однако, могли бы использоваться и другие виды водородосодержащего сырья – это коксующийся уголь, отходы нефтепереработки, газы производства ацетилена пиролизом природного газа и др. [44].

Таблица 5–Сравнительный анализ дизельных фракций [43]

Показатель		Стандартное дизельное топливо	Низкотемпературный синтез Фишера-Тропша	Высокотемпературный синтез (компания Petro SA)
Плотность при 15 °С		0,8464	0,7695-0,7905	0,8007-0,8042
Фракционный состав, °С	начало кипения	174	159—210	230
	50%	253	244—300	254
	90%	312	327—334	323
	последняя капля	344	338—358	361
Цетановое число		44,9 46-50	> 70 75-80	~ 50
Сера, ppm		300	< 1	< 1
Ароматика		~ 30	0,1-2	~ 10
Водород, % (масс.)		13—13,5	~ 15	14,4

Получение метанола

Одной из главных мировых тенденций в производстве метанола является переход на мега-установки, которые в большом количестве стали строиться в период 1990-2006 гг. За это время на Ближнем Востоке и в Латинской Америке появились 22 новых завода, суммарной мощностью почти 20 млн. тонн метанола в год. Мощность установок увеличилась с 1500 тонн в сутки до 5000 тонн[45].

Таким образом, целесообразность малотоннажного производства метанола как конечного продукта на местах добычи газа для собственных нужд должно быть сопоставлено с затратами на приобретение и поставку метанола от крупнотоннажных производителей.

Получение ДМЭ

Одна из технологий прямого синтеза диметилового эфира разработана известной японской компанией *NKK* в конце 1990-х годов. В настоящее время для продолжения продвижения данной технологии создана компания *DMEInternational*, включающая большое количество участников, в том числе: *Total, JFE, ToyotaTsusho, Hitachi, Idemitsu, INPEX, JAPEX, Marubeni, LNGJapan, Taiyo-Nissan*. Основное положительное отличие данной технологии от двух стадийного синтеза – высокая конверсия за один проход 55-60%, что позволяет снизить кратность циркуляции, и, соответственно, уменьшить необходимый объем оборудования и капитальные затраты.

Технология является хорошо отработанной, при этом можно получать метанол и ДМЭ в любых соотношениях. При этом не образуется дополнительное количество CO_2 , что является благоприятным фактором с точки зрения экологии. Основным недостатком данной технологии является низкая величина конверсии синтез-газа за проход, связанная с равновесными ограничениями реакции синтеза метанола, что, естественно, повышает кратность циркуляции и приводит к увеличению необходимого объема оборудования по сравнению с технологией прямого синтеза ДМЭ.

В России производство ДМЭ так же развивается. ООО «ВНИИГАЗ» проводит предварительные исследования по целесообразности создания экспортно-ориентированых производств ДМЭ на базе месторождений природного газа Восточной Сибири, а так же разрабатывает технологию производства ДМЭ [32].

Синтез аммиака

Показатель потребления природного газа при синтезе аммиака является одним из важнейших факторов, определяющих рентабельность его производства. На выработку 1 тонны аммиака российские агрегаты потребляют 1115-1380 м³ природного газа. Наилучшие показатели по расходу природного

газа в России находятся на данный момент на уровне 1115 м³. На данный момент основным конкурентным преимуществом российских производств аммиака является дешевый природный газ.

Синтез аммиака является глубоко исследованным и широко внедренным в производство процессом. Энергопотребление является одним из важнейших параметров, определяющих рентабельность производства аммиака. В течении производителями ведутся работы по модернизации производства, которые в том числе ведут к снижению энергозатрат.

Специалисты утверждают, что строительство новых агрегатов с энергоемкостью ниже 7 Гкал/т и с потреблением природного газа ниже 850 ст. м³ на тонну аммиака станет крайне необходимым для всех компаний, желающих активно оперировать на рынке аммиака и азотных удобрений[46].

Аммиак в России и мере используется преимущественно для производства минеральных азотных удобрений. Поэтому строительство комбинатов на месте добычи низконапорного газа ограничено, в том числе, и поставкой производимого продукта потребителю.

Синтез мономеров для получения полимеров

Постоянный рост масштабов добычи природного газа в стране позволяет создать практически неограниченную сырьевую базу для широкого развития многих химических производств, в том числе полимеров за счет переработки основных компонентов природного газа, потребление полимерных материалов постоянно растет. Это делает весьма привлекательным производство на месте добычи ННГ полимеров или их мономеров. Технологии производства является отработанными и достаточно широко внедренными. Однако все они являются энергозатратными на первой стадии, поскольку

Особый интерес представляет производство ацетилена и продуктов из него, т.к. не требуется дополнительные реактивы (как при хлорировании метана).

2.2 Перспективы развития технологических решений, направленных на переработку «низконапорного газа»

Сегодня рентабельность переработки ННГ на месте добычи помимо учета особенностей места производства и вытекающих из этого последствий определяется новым принципом организации производств и в большей степени технологическим процессом – снижением рабочего давления, 100% использованием сырья в технологии, оригинальными катализаторами, возможностью отвода избыточного тепла из реактора и энергоемкостью процесса. В связи с этим актуальными являются разработки комбинированных и оптимизированных производств, использующих оригинальные технические решения.

Создание компактных блочно-модульных установок

Подготовку и переработку ННГ целесообразно проводить на местах добычи с помощью компактных мобильных установок. Актуально создание блочно-модульных конструкций и при производстве энергии, компримирование газа, производстве СЖТ и метанола.

Отдельные модули выпускаются заводами-изготовителями в виде законченных изделий с высокой заводской готовностью, со смонтированной электроникой, средствами контроля и автоматики, в готовых пэкиджах, и установка их на площадке потребителя не требует масштабных строительных работ. Монтажные работы, в основном, сводятся к соединению разъёмов и прокладке внешних коммуникаций. Высокая скорость создания подобных объектов ускоряет оборот капитала и путём наращивания количества модулей можно развивать производство до значительных масштабов, постепенно подтягивая необходимую инфраструктуру [47].

Работа МКС автоматизирована, не требует постоянного присутствия оператора. Автоматика станции позволяет дистанционно контролировать все необходимые параметры, дистанционно управлять работой станции.

МКС оснащены системами вентиляции, отопления, освещения, пожарной сигнализации.

МКС осуществляет подготовку природного газа для следующих операций: перекачка газа; создание требуемого давления газа для транспортировки, хранения, переработки, разделения на компоненты; подача газа на газопоршневой электрогенератор.

Станции МКС применяются для решения этих и других задач на таких объектах, как: скважины с малым давлением газа на выходе; скважины с малым дебитом по сравнению с работающими из того же пласта; скважины, резко снизившие дебит в процессе эксплуатации, при сохранении внутрипластового давления; скважины с заглинизированной при бурении или капитальном ремонте призабойной зоной; долго простаивающие скважины после бурения, капитального или подземного ремонта.

На Российском рынке реализуются передвижные газотурбинные электростанции отечественного и зарубежного производства, которые могут использовать в качестве топлива низконапорный газ [49].

По сравнению с крупнотоннажным газохимическим производством компактные установки – это по всем показателям совершенно другой тип производства. Чаще всего это модульные системы. Создание мало- и среднетоннажной газохимии на основе переработки попутного или низконапорного природного газа из собственных источников малых месторождений в жидкие продукты (GTL-технологии), организованная на месте добычи газа, вдали от магистральных трубопроводов, позволяет решать помимо чисто экономических, экологические проблемы, связанные с транспортом и хранением огромного количества химических продуктов, сократив потребность только в металле на трубопроводный транспорт более чем в 2,5

раза, а так же удовлетворить местные потребности в метаноле, моторном топливе, сухом газе [47, 50].

Таким образом, разработка и применение эффективных блочных, мобильных малотоннажных установок по подготовке и переработке природного низконапорного газа является актуальным решением использования ННГ.

Разработка новых технических решений

Несмотря на то, что физические способы воздействия (подготовки) ННГ (компримирование, сжижение, низкотемпературная конденсация) разработаны подробно и нашли достаточно широкое применение, существуют способы модернизации существующих установок.

Конверсия углеводородных газов в синтез-газ с использованием модифицированного дизельного двигателя, вырабатывающего кроме синтез-газа электроэнергию. Получаемой в процессе работы дизельного двигателя энергии достаточно для последующего компримирования синтез-газа и каталитического преобразования в полезный продукт. Эта особенность обеспечивает компактность и энергонезависимость установки с комплексной утилизацией всего углеводородного сырья.

Данный тип генератора синтез-газа имеет очевидные преимущества:

- в одном агрегате удастся совместить компрессор для сжатия рабочей смеси, камеру сгорания и реактор, в котором осуществляется конверсия метана.
- модельный ряд (типоразмеры) производимых сегодня в России и в мире дизельных двигателей настолько велик, что на их базе можно создавать ХРС с производительностью по синтез-газу от 10 $\text{нм}^3/\text{час}$ до 10-20 тыс. $\text{нм}^3/\text{час}$, не создавая новых специальных агрегатов;
- использование тепла экзотермической химической реакции парциального окисления осуществляется в самой удобной форме – выработке электроэнергии. Таким образом, за вычетом механических потерь, потерь тепла в систему охлаждения и затрат энергии на сжатие вся энергия газа идет на совершение полезной работы и выработку целевого продукта – синтез-газа.

Поскольку все это происходит в одном агрегате, потери минимальны. Весь процесс от подачи топливозвоздушной близок к адиабатическому;

- дизель может работать как с наддувом, так и без него; это дает возможность использовать газ любого давления от 0,1-0,5 МПа до 10 МПа;

- даже самые крупные транспортные дизельные агрегаты достаточно компактны по сравнению с традиционными установками по получению синтез-газа.

- возможно производство необходимого конечного продукта и по желанию получить на выходе метанол, ДМЭ, смесь углеводородов, аналогичных дизельному топливу, синтетический бензин.

Создание новых и усовершенствованных технологий

Согласно проведенным исследованиям, экспериментальным работам и расчетам рентабельную переработку малodeбитного газового сырья оптимально проводить по технологии GTL с получением из синтез-газа метанола, а из него – диметилового эфира, пропилена, концентрата ароматики (фракция БТК) или высокооктанового бензина (т.н. процесс Mobil).

В рассматриваемой технологии GTL «метанол → бензин» применены новые промышленные цеолитные катализаторы (патент РФ 2189858), что позволило устранить ряд недостатков процесса Mobil и, в итоге, получить бензин, соответствующий нормам EURO-3:

Выход жидких продуктов с 1 м³ катализатора в 7-18 раз выше (получение метанола) или 3-7 раз выше (получение бензина), чем в традиционном процессе Фишера-Тропша.

В присутствии специально разработанных катализаторов ДМЭ превращается в очень неплохой бензин с октановым числом 92. Вредных примесей в нем меньше, чем в нефтяном топливе. Такой синтетический бензин вполне конкурентоспособен даже на европейском рынке. Новый способ получения синтетического топлива намного экономичнее и эффективнее классического "метанольного".

Комбинирование производств

Предложена концепция использования тепла быстрых ядерных реакторов для конверсии метана в синтетический газ.

С целью снизить количество сжигаемого газа в качестве водяного пара в конвертере предлагается использовать пар, поступающий с парогенератора быстрого ядерного реактора с натриевым теплоносителем. Поскольку пар на выходе РБН имеет достаточно высокие параметры, то для дополнительного нагрева парогазовой смеси потребуется значительно меньше энергии, нежели для получения рабочих параметров этой же смеси, составленной на основе газа и пара при нормальных условиях.

Действующий в России коммерческий быстрый реактор с натриевым теплоносителем БН-600 в принципе способен обеспечить подачу в конвертор нагретого до 500°C водяного пара высокого давления, что может снизить требуемое количество сжигаемого природного газа для нагрева парогазовой смеси до рабочей температуры 850°C .

В дальнейшей перспективе, в случае создания высокотемпературных ($800-850^{\circ}\text{C}$) быстрых реакторов со свинцовым теплоносителем, доля сжигаемого углеродного топлива может быть еще более сокращена или полностью замещена атомным теплом [54].

Создание и оптимизация безотходного производства

В России запатентован способ и установка комплексной переработки природного газа, предусматривающий получение пресной воды и топлива.

В основу способа комплексной переработки природного газа с получением пресной воды и топлива легли разработки высокоэффективных технологий получения синтез-газа, метанола и высокооктановых компонентов бензина (ВОК), позволяющих экологически чисто с сохранением окружающей среды решить задачу получения дополнительного источника воды питьевого и

сельскохозяйственного назначения. Способ оригинален, превосходит мировые аналоги по себестоимости, глубине и комплексности переработки исходного сырья при высокой степени использования конечных продуктов и энергозамкнутости всего процесса в целом[55].

Метод позволяет решать задачи эффективного получения химической продукции и рационального природопользования, который проиллюстрирован на примере проектирования реального производства получения синтетического жидкого топлива из природного газа и создавать наиболее экономичные и экологически безопасные промышленные установки. Аналогов нет [56].

3 Экономическая эффективность вариантов добычи и использования «низконапорного газа» на Медвежьем месторождении

3.1 Внешние и внутренние факторы, влияющие на рентабельность внедрения технологий добычи и переработки «низконапорного газа»

На первоначальном этапе определения экономической эффективности внедрения различных технологий в ООО «Газпром добыча Надым» были рассмотрены различные факторы, которые могут повлиять на рентабельность.

Напомним, что основными экономическими факторами использования низконапорного газа являются:

- ценность низконапорного газа как ресурса;
- продление жизни месторождений за счет десятков лет низконапорной эксплуатации и отложения на далекое будущее ликвидацию и рекультивацию скважин и промыслов, затраты на которые очень высоки;
- рациональное недропользование, которое согласно действующему законодательству предполагает полное извлечение газа, а не только высоконапорные энергетические категории газа, как следствие отработавшие на дальний транспорт, скважины не ликвидируются, так как они еще могут добывать газ;
- возможность использования компрессорных установок для уменьшения количества не извлекаемого газа до 3-4% (против 8-10% по современным технологиям, используемым в России) от первоначальных запасов месторождения. Ярким примером применения данной технологии является норвежская компания Statoil, которая устанавливает подводную установку компрессии для увеличения процента извлечения газа на месторождении Осгард (Asgard). По подсчетам фирмы, это позволит получить на месторождении дополнительно 20-40 млрд м³ газа. Установка располагается на морской глубине 250 м, примерно в 50 км от платформы Осгард;

Приведенные факторы не носят дискуссионного характера, но создают условия для создания экономических предпосылок использования ННГ, требующих изучения. Предпосылками к экономически-эффективному использованию ННГ должны стать анализ экономического потенциала региона, определение роли использования ННГ для развития региона, что требует поиска решений и технологий для экономически рентабельной добычи и использованию низконапорного газа на основе международного и отечественного опыта. В частности могут быть очень перспективными в условиях российских производственно-геологических, климатических и инфраструктурных условий разработки месторождений следующие возможные технологии по использованию ННГ: переработка ННГ в электроэнергию, сжиженный газ, аммиак, моторные топлива и технический углерод.

При реализации проектов двумя основными факторами эффективной их реализации являются цены на углеводородное сырье и затраты на внедрение технологий.

Цены реализации газа

Цена на газ формируется в свою очередь под влиянием множества факторов.

1. Механизм ценообразования на бирже. В США и Великобритании работает англосаксонская модель с множеством ликвидных рыночных площадок, континентальная (Европейские страны), ориентирована на вертикально интегрированные нефтегазовые компании и долгосрочные контракты. Количество площадок увеличивается в связи с возрастающей ролью глобального рынка сжиженного природного газа. В Европе газовый рынок представлен долгосрочными контрактами, условия которых продиктованы не только общемировой динамикой изменения цен на природный газ, но и локальными особенностями позиций каждой из сторон контракта.

2. Рост производства СПГ, в частности, за счет активизации деятельности в этом направлении Катара, Индонезии, Малайзии, Австралии и

Нигерии. В 2013 году торговля СПГ составила 30% мирового рынка газа. Рост торговли СПГ за 2013 год составил 22,6%, опередив темпы роста всей мировой торговли газом (10,1%)[2]. Спрос на СПГ повлек ввод в строй новых мощностей по сжижению природного газа. По состоянию на июнь 2013 году мировой объем производственных мощностей сжижению природного газа составлял около 360 млрд. м³ в год. Заводы по производству еще 77 млрд.м³ в год находятся в настоящее время в стадии строительства и еще на 500 млрд. м³ в год – в стадии планирования.

3. Рост добычи нетрадиционного газа. Бум отрасли сланцевого газа в США привлек к ней внимание многих других стран. Большие запасы сланцевого газа есть в Китае, Аргентине, Южной Африке и Польше, как следствие можно ожидать сокращение мировой потребности газа основных потребителей в случае общедоступности технологии добычи сланцевого газа.

4. Широкое использование энергосберегающих технологий. Во многих ведущих экономиках мира (Япония, Франция, Германия) потребление на душу населения природного газа в разы меньше, чем в развивающихся странах.

5. Динамика цен на продукты из природного газа, которые формируются под влиянием разнонаправленных факторов (таблица 6).

Таблица 6 – Факторы, влияющие на динамику мировых потребительских цен продуктов из природного газа

Продукт	Факторы роста цен на продукты из природного газа	Факторы снижения цен на продукты из природного газа
1. СЖУ	-	-
1.1.Синтетическая нефть	- положительный прогноз роста цен на нефть марки Brent (к 2026 г. до 250 долл./барр); - более высокое качество, нежели нефть марки Brent, что обеспечивает премию в 30% к цене марки Brent; - незначительные объемы предложения синтетической нефти	- нестабильность мировой экономики в период до 2020 года; - кратковременное падение цены на нефть марки Brent до 50 долларов за баррель, что делает неэффективным производство синтетической нефти; - развитие альтернативных источников энергии
1.2.Синтетическое дизельное топливо	- отсутствие значительных объемов предложения синтетического дизельного топлива на рынке; - наценка в 20 % к цене дизельного топлива за счет высокого уровня качества продукта	- кризисные явления в мировой экономике, ставящие под сомнение реализацию дорогостоящих GTL-проектов;

Продолжение таблицы 6

Продукт	Факторы роста цен на продукты из природного газа	Факторы снижения цен на продукты из природного газа
1.3.Метанол	- использование метанола перспективно в качестве добавки к бензинам и сырья для производства биодизеля	- значительные объемы предложения метанола на рынке; - снижение потребления метанола из-за экологической составляющей и его замена более безопасными продуктами
1.4.Нафта и парафины	- ограниченное предложение продуктов, произведенных с помощью GTL-технологий (около 3-5% от общего объема рынков нафты и парафинов); - высокие технологические качества данных продуктов, позволяющие им торговаться с наценкой в 10-20 %	- негативные явления в мировой экономике, отрицательно сказывающиеся на реализации перспективных проектов и способные привести, как минимум, к сдерживанию цен на невысоком уровне в течение продолжительного времени для данного сегмента рынка СЖУ
2.Электроэнергия	- цена на электроэнергию в пределах ЯНАО зависит в большей степени не от соотношения спроса и предложения, а от позиции правительства региона; - дефицит энергетических мощностей в регионе в среднесрочной перспективе	- в течение ближайших десяти лет в ЯНАО планируется ввести около 5000 МВт, что окажет сдерживающее влияние на рост энергетических тарифов; - введение новых мощностей в Ханты-Мансийском автономном округе и возможность экспорта электроэнергии в соседние регионы
3.Технический углерод	- увеличение объема потребления технического углерода в развивающихся странах вдвое в течение ближайших 10 лет; - рост количества автомобилей (около 70% всего технического углерода используется в производстве шин)	- нестабильность мировой экономики приведет к ограниченному росту количества транспортных средств; - появление аналогов, наделенных улучшенными потребительскими свойствами и большей экологической безопасностью
4. Аммиак	- увеличение спроса на азотные и фосфорные удобрения (90% всего синтезируемого аммиака используется в сельском хозяйстве); - цена на природный газ, являющийся важнейшим элементом затрат, в РФ в несколько раз уступает ценам на газ на европейском и азиатском рынках	- увеличение предложения аммиака в мире в результате строительства новых заводов (больше всего запланировано в Китае); - прогнозное увеличение цен на природный газ в России и сокращение ценовых различий между российским рынком и другими рынками природного газа

Разброс цен на продукты из природного газа в настоящее время составляет значительную величину, при этом их динамика в последующие годы также отличается глубокой неравномерностью, что связано с неоднородным развитием рынков (таблица 7).

Таблица 7 – Динамика цен на продукты из природного газа

Продукт	Единица измерения	Год						Прирост 2022 к 2012, %
		2012	2014	2016	2018	2020	2022	
1. СЖУ	-	-	-	-	-	-	-	-
1.1. Синтетическая нефть	долл./барр .	156	111	169	124	182	169	8,33

Продолжение таблицы 7

Продукт		Единица измерения	Год						Прирост 2022 к 2012, %
			2012	2014	2016	2018	2020	2022	
Синтетич, дизтопливо	1.2.европейский рынок	долл./барр .	90	131	172	199	219	242	169,37
	1.3.российский рынок	долл./барр .	167	180	195	211	228	247	48,02
1.4. Метанол		долл./тон н	310	251	227	211	233	256	-17,42
1.5. Нафта		долл./тон н	5674	7503	9923	13123	17356	22953	304,53
1.6. Парафины		долл./тон н	1667	2204	2915	3855	5098	6743	304,50
2. Электроэнергия		руб./кВтч	1,79	2,15	2,58	3,09	3,71	4,45	148,60
3. Технический углерод		долл./тон н	1167	1530	1901	2238	2515	2825	142,07
4. Аммиак		долл./тон н	550	722	796	877	967	1067	94,00

Тем самым рост потребления продуктов газохимии, и производство их из добытого низконапорного газа является перспективным направлением (таблица 8).

Таблица 8 – Потребность в СЖУ потребителей Западной Сибири на период до 2030 г. (тыс. т/г)

Регион:	2005	2010	2020	2030
Тюменская область	2120	2430	2710-2970	3080-3340
вт.ч. ЯМАО	510	600	680-750	800-870
вт.ч. ХМАО	780	900	980-1080	1090-1190
Южные районы	830	930	1050-1140	1190-1280
Новосибирская область	650	780	880-960	980-1060
Омская область	700	790	850-930	910-990
Томская область	280	320	350-390	380-420
Кемеровская область	740	840	900-980	960-1040
Алтайский край	660	760	820-900	880-960
Итого:	5150	5920	6510-7130	7190-7810

Как сказано выше капитальные затраты являются другим основным фактором, влияющим на срочность окупаемость проектов, а также на себестоимость производимой продукции.

При реконструкции Медвежьего НГКМ выделяются два основных фактора, определяющие конкурентоспособность конкретных предложений добычи и использования низконапорного газа:

- объем низконапорного газа, требуемого для переработки и выпуска определенного количества конечной продукции в соответствии с емкостью выбранного рынка;
- объем капитальных затрат на реконструкцию месторождения.

Себестоимость добычи газа и газового конденсата представляет собой совокупность затрат, связанных с содержанием и эксплуатацией объектов, предназначенных для добычи, осушки, очистки и подготовки к дальнейшему транспорту газа (скважин, УКПГ, ДКС, внутрипромысловых газо-, водо- и конденсатопроводов, административных и производственных зданий и т.д.); оплатой услуг сторонних организаций и обслуживающих основное производство хозяйств в составе газодобывающего предприятия; отчислений по установленным нормативам.

С начала 2005 года и по 2013 год (включительно) средняя себестоимость добычи на месторождениях «Газпрома» выросла с 10 долл. за 1 тыс. куб. м до 21,5. долл. за 1 тыс. куб. м. В 2012 г. рост средней себестоимости снизился: «Газпром» запустил 22 октября первые 143 скважин Бованенковского месторождения с низкой стоимостью добычи [5]. Себестоимость добычи газа на Медвежьего НГКМ наоборот растет (таблица 9).

Таблица 9 – Себестоимость добычи газа Медвежьего НГКМ

Показатель	Значение по годам									
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Себестоимость добычи газа	1314,14 НДПИ 237 р.)	1802,25 (НДПИ 509 р.)	1979,23 (НДПИ 582 р.)	1873,13 (НДПИ 622 р.)	2031,89	2176,15	2228,16	2269,59	2354,7	2337,3
Показатель	Значение по годам									
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Себестоимость добычи газа	2250,77	2211,04	2275,21	2351,56	2458,54	2335,59	2277,76	2288,84	2282,8	2436,2

Рост себестоимости добычи природного газа на Медвежьем НГКМ является ограничивающим фактором, снижающим как рентабельность планируемых к внедрению технологий использования низконапорного газа, так и общую инвестиционную привлекательность дальнейшей эксплуатации месторождения Медвежье. Немаловажное значение имеют трудности с транспортировкой газа до потребителя, которые определяют разные варианты: прокладка трубопровода до потребителя, строительство мощностей по сжижению природного газа с последующей транспортировкой на специализированном транспорте до регазификационных терминалов потребителя, переработка природного газа в синтетические продукты. Все варианты дорогостоящи и трудно реализуемы.

3.2 Экономическая эффективность вариантов добычи и переработки низконапорного газа

Рассмотрим экономическую эффективность различных вариантов реконструкции Медвежьего НГКМ по добыче и использованию низконапорного газа.

1. Компримирование и транспортировка через систему газопроводов.

Проведение реконструкции и технического перевооружения промысловых объектов месторождения Медвежье позволяет снизить ежегодное падение объемов отбираемого природного газа, а также способствует максимально полному вовлечению запасов низконапорного газа в переработку из-за высокой емкости рынка, ограниченной только производственными возможностями самого месторождения.

Оценочная стоимость работ по модернизации и техническому перевооружению промысловых объектов Медвежьего НГКМ составляет более 1 млрд. долл. (в ценах 2011 года), при этом годовой объем

утилизации запасов низконапорного газа составляет величину, равную ежегодному уровню добычи газа [6].

Технически на любом месторождении возможно компримирование газа от 1 – 2 до 60 – 70 атм. (типичные рабочие магистральные давления для России 50-55 атм. и 70-75 атм.) Себестоимость и цена на газ – основные критерии этих решений.

– Транспортный тариф за транспортировку газа принимался для 2010 г. равным 0,7-1,0 долл. США за 1000 куб. м. газа на 100 км, для 2020 гг. - 1,0-1,3 долл., а для 2025-2030 гг. - 1,3 -1,5 долл.

– Стоимость газа на месторождении Медвежье принималась по сценарию - 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40 долл. за 1000 куб. м.

В результате выполненных расчетов при цене газа на промысле равной 10 долл. за 1000 куб. м. и транспортном тарифе 0,7 долл. за 1000 куб. м. на 100 км стоимость низконапорного газа по «Северному коридору» составит: в Республике Коми - 19 долл., в Грязовце - 25 долл., в Торжке - 29 долл. По «Центральному коридору» цена газа у потребителей достигнет: на Урале - 21 долл., Поволжье - 26 долл., В центральных районах -30 долл., в Ужгороде - 42 долл. По «Южному коридору» цена газа у потребителей составит: в районе Аганска - 15-16 долл., Богандинки - 20 долл., Челябинска -22 долл., Петровска - 32 долл.

При цене на промысле, равной 15 долл., и транспортном тарифе, равном 1 долл. за 1000 куб. м. на 100 км, стоимость газа в Ухте возрастет до 28 долл., Грязовце - до 35 долл., в Торжке - до 43 долл.

В 2020 г. ожидаемая цена газа на промысле в этот период может находиться в пределах 20-25 долл. за 1000 куб. м., а транспортный тариф будет колебаться в пределах 1-1,3 долл. за 1000 куб. м. на 100 км.

В 2030 г., по экспертным оценкам экономистов, цена низконапорного газа на промысле может оказаться более 30 долл. за 1000 куб. м. Учитывая, что транспортный тариф в этот период времени будет находиться в пределах 1,3-1,8 долл. за 1000 куб. м. на 100 км, зона эффективности низконапорного газа будет

ограничена потребителями Урала при условии принятия Правительством РФ специальных налоговых послаблений для недропользователей.

Исходя из представленной модели, согласно расчетам, при росте себестоимости при постепенном исчерпании месторождения сокращается и зона рентабельности доставки данного газа. Соответственно извлекаемый газ может подвергаться компримированию пока его реализация рентабельна в достаточном количестве близлежащих регионов.

Для формирования индивидуальной динамики изменения себестоимости добычи и компримирования низконапорного газа для месторождения Медвежье до давления магистрального газа, необходимо учесть:

- текущий уровень исчерпания месторождения;
- потенциальный уровень предельной добычи по текущей технологии добычи;
- потенциальный уровень предельной добычи после модернизации, затраты на проведение соответствующей модернизации;
- уровень добычи и динамика его падения;
- текущую себестоимость добычи газа;
- затраты на компримирование в существующих на месторождении ДКС.

Расчет экономической целесообразности компримирования и, соответственно, целесообразного периода поставки газа по магистральным газопроводам провести необходимо, но как временный проект, до вычисления точки убыточности проекта. За компримированием неизбежно реализация следующего экономически обоснованного варианта использования низконапорного газа.

2. Производство синтетических жидких углеводородов.

Согласно моделированию реализации переработки низконапорного газа по GTL-технологии капитальные вложения в строительство завода составят 433

млн. долл. (в ценах 2011 года), при этом годовой объем низконапорного газа, подлежащего утилизации, - 1,7 млрд. м³ в год [7].

При реализации данной модели мощность предприятия составит 773 тыс. т в год, что удовлетворяет потребностям в СЖУ в Ямало-Ненецком автономном округе, но оказывается сдерживающим фактором при реализации поставок на территории Западной Сибири.

Что касается динамики рынка сбыта - в настоящее время наблюдается расширение международной торговли сжиженным природным газом, на его долю приходится свыше 26% мировых внешнеторговых поставок природного газа, что составляет 8% его мирового потребления. Ожидается, что к 2030 г. этот показатель удвоится и достигнет 18%.

В перспективе до 2030 года среднегодовые темпы прироста мощностей по производству СПГ увеличатся на 5–7%, что превысит среднегодовые темпы прироста потребления природного газа в 2–3 раза. Доля сжиженного газа в общем объеме добычи природного высоконапорного и низконапорного газа соответственно вырастет до 20%.

Капитальные вложения в строительство производства СНГ мощностью 10 млрд куб. м./г. составляют в ценах 2011 г. 65217, 2 млн руб., рентабельность проекта у четом использования низконапорного газа высока. Но реализация проекта на месторождении Медвежье невозможна из-за отсутствия надежной транспортной схемы на большей части территории округа. Использование железной дороги малоперспективно из-за значительных объемов перевозки и отсутствия технических средств (специальный подвижной состав). Эта технология может быть использована на месторождениях прибрежной и шельфовой зон на поздних стадиях их разработки.

3. Производство метанола.

Инвестиционные затраты для установки мощностью 400 тыс. тонн в год (М-400 по стандартной международной классификации) – 300 млн. долл. (в

ценах 2011 года). При этом ежегодная потребность в низконапорном газе составит 372 млн. м³ [7].

Основным направлением использования данного количества метанола в пределах ЯНАО является нефтегазодобывающая промышленность: в частности, это позволит решить проблему поставок метанола на месторождения – он используется в качестве ингибитора гидратообразования.

Себестоимость производства тонны метанола из низконапорного газа специалистами оценивается на уровне двухсот рублей. При этом, кроме имеющейся большой потребности в метаноле газодобывающих и транспортирующих организаций, при переработке одной тонны метанола получается 0,42 тонны экологически чистого высокооктанового моторного топлива. Плюс ко всему это позволит исключить дорогостоящие перевозки топливно-энергетических ресурсов в регионе.

Моделирование реализации переработки низконапорного газа по GTL-технологии представлены следующие параметры предприятия по переработке низконапорного газа применительно для условий Ямала [70]:

- мощность предприятия 2500 куб. м./сут. = 912500 куб. м./г.;
- расход газа на производство 1551,25 млн. куб. м./П
- расход электроэнергии 123187 МВт ч/г.;
- потребность в газе на топливо 36,96 млн. куб. м/г.;
- капитальные вложения 836млн. долл. США;

Окупаемость проекта на территории ЯНАО достигается за 9 лет его реализации, накопленный дисконтированный поток за расчетный период (15 лет) составит 9,3 млн. долл. США. По расходу низконапорного газа можно дать следующую оценку: потребность на год работы завода составит 1,5 млрд. куб. м. или за 50 лет эксплуатации - 75 млрд. куб. м.

Проекты на основе технологии GTL обладают высокими показателями экономической эффективности Актуальность развития на территории ЯНАО GTL-производств логична и позволяет решить следующие задачи:

- диверсифицировать пути доставки и рынки сбыта экспортной продукции РФ;
 - увеличить добавочную стоимость экспортной продукции;
 - повысить качество топлива и соответствие его современным экологическим стандартам на внутреннем рынке;
 - выйти в мировые лидеры реализаторов GTL –технологии.
- Отставание в освоение технологии производства сжиженного газа стоило огромных инвестиций.

4. Выработка электроэнергии.

С учетом развития энергетического блока инвестиционного проекта «Урал промышленный - Урал полярный», на территории Ямало-Ненецкого автономного округа в скором будущем исчезнет дефицит электроэнергии, поэтому при реализации данного проекта необходимо отказаться от строительства электростанции с вводом значительных энергетических мощностей.

Разумным решением будет обеспечение электрической и тепловой энергией потребителей ОАО «Газпром» в Надымском районе ЯНАО на основе применения собственной энергетической установки.

Для этого необходим ввод более 50 МВт новых генерирующих мощностей с годовым потреблением низконапорного газа в 61 млн. м³; общая потребность в инвестициях - 139 млн. долл. (в ценах 2011 г).

В работе «Возможные технологии использования низконапорного газа на территории Ямало-Ненецкого автономного округа» [70] складывающейся конъюнктуры на территории ЯНАО показывает возможность создать собственную энергетическую систему, работающую на низконапорном газе, которая позволила бы избежать ряда проблем, в первую очередь:

- ограничения по электроэнергии Округа;

- недостаточной надежности и низкого качества электроснабжения от дизельных электростанций;
- необходимости сезонного завоза дизтоплива, которое по стоимости кратно превышает стоимость природного газа (порядка 20 раз);
- достаточно высоких тарифов энергоснабжающего предприятия ОАО «Тюменьэнерго».

Новые энергетические предприятия, закольцованные в единую энергетическую систему, должны и могут обеспечить потребности Округа на долгосрочную перспективу освоения месторождений Ямала.

Стоит отметить, в качестве доказательства экономической эффективности варианта реализации выработки электроэнергии из низконапорного газа, положительные примеры работы энергетики на природном газе рядом с месторождениями - Нефтяная Компания «Сургутнефтегаз» построила две газотурбинные станции на Конитлорском и Тянском месторождениях с общей установленной мощностью 112 МВт. Вырабатываемая ими электроэнергия позволила значительно сократить объемы ее покупки у открытого акционерного общества «Тюменьэнерго» и, тем самым получить экономический эффект от развития энергетического направления в размере 1 млрд. руб. в год. Себестоимость электроэнергии по традиционной схеме составляет около 42,1 копеек за киловатт-час, а при использовании низконапорного газа себестоимость прогнозируется на уровне 11,8 копеек. Приведенные показатели позволяют говорить о потенциальной экономической эффективности использования низконапорного газа ЯНАО для производства электроэнергии.

Для реализации проекта необходима реализация ряда условий низконапорного газа в энергетике ЯНАО:

1. Функциональные обособленные части промышленной инфраструктуры (на выводе с УКПГ) для подачи низконапорного газа на энергообъекты.
2. Сохранение части мощностей по комбинированию газа для поддержания рабочего давления в газопроводах-отводах.

3. Критичность газовых турбин к давлению газа на входе 2-2,5 МПа. Определение назначения головных КС на месторождениях низконапорного газа с возможным их перепрофилированием в ПГУ.

Организационные условия для использования низконапорного газа в энергетике ЯНАО следующие:

1. Сохранение за ОАО «Газпром» функций владельца лицензий на разработку месторождений низконапорного газа.

2. Возникновение предпосылок для структурированного финансирования объектов энергетики с внесением части промышленной инфраструктуры в качестве имущественного вклада в капитал проектных компаний.

3. Необходимость формирования специальной рабочей группы с участием экспертов Администрации ЯНАО и функционального обособления активов.

Использование низконапорного газа в качестве топлива для энергетического комплекса даст возможность ежегодно использовать до 1 млрд. куб. м или на ближайшие 50 лет - до 50 млрд. куб. м. низконапорного газа, но это всего лишь 1,5-2% от всех потенциальных к использованию запасов низконапорного газа. Соответственно рассмотрение альтернативных или дополнительных вариантов использования низконапорного газа представляется необходимым.

5. Переработка на технический углерод.

С учетом емкости рынка проектная мощность завода по производству технического углерода может составить 70 тыс. тонн в год [8] (средний показатель по Российской Федерации) (таблица 10), что позволит переработать около 200 млн. м³ низконапорного газа ежегодно.

Таблица 10 – Объем производства технического углерода в России [9], тыс. т/год

Завод-изготовитель	Объем производства
ОАО «Ярославский технический углерод»	193,1
ОАО «Омсктехуглерод»	206,6
АООТ «Волгоградский завод технического углерода»	94,1

Продолжение таблицы 10

Завод-изготовитель	Объем производства
ОАО «Нижекамсктехуглерод»	100,1
ОАО «Ивановский техуглерод и резина»	26,0
ОАО «Туймазинский завод техуглерода»	25,4
Сосногорский газоперерабатывающий завод	33,6
Всего в России:	678,9

Удельная сметная стоимость одной установки составляет 34500 руб. на одну тонну продукции в год (в ценах 2011 года): для производства 70 тыс. тонн в год – инвестиционные затраты не менее 80 млн. долл.

Одним из вариантов утилизации низконапорных углеводородных газов может быть переработка их на технический углерод (сажу). Технический углерод широко используется в химической и резинотехнической промышленности (на РТИ). Технический углерод (сажа), получаемый из низконапорного газа, является основой для производства высококачественной резины [73]. Возможными ближайшими отечественными потребителями техуглерода могут являться предприятия г. Омска.

Основные показатели установки для производства технического (термического, типа Т900) углерода из газообразного углеводородного сырья:

- удельный выход техуглерода (типа Т900) из сырьевого газа не менее 35% от массовой концентрации углерода в сырье;
- удельный расход воды на подпитку системы охлаждения сажегазовой смеси и систему внешнего теплоснабжения до 0,89 куб. м. на тонну продукции;
- годовое потребление электроэнергии до 1050 кВтч на тонну продукции.
- удельная сметная стоимость строительства установки до 34 500 руб. на тонну продукции в год (в ценах 2011 г.);
- удельная выработка персонала установки до 500 т в год на одного человека.

Рассматриваемая технология перспективна при утилизации относительно малых запасов низконапорного газа, однако может служить только побочной к реализации при необходимости утилизации запасов низконапорного газа объемом в 100-200 млрд. куб. м.

6. Производство аммиака.

Проектная мощность завода по производству аммиака из низконапорного газа Медвежьего НГКМ не может превышать 650 тыс. тонн в год, что соответствует верхней планке ежегодного увеличения объема российского рынка аммиака (в 2011 году производство аммиака в РФ составило 13,9 млн. тонн [10], ежегодный рост – 3,1-4,7% [11]). При этом объем низконапорного газа, подлежащего переработке, - 800 млн. м³ в год.

Первоначальные инвестиционные затраты представляют значительную величину: по разным оценкам, стоимость строительства завода по производству аммиака составляет 800-900 млн. долл. [12,13].

Низкие природные температуры и небольшая плотность населения создают привлекательные условия для размещения технологий по производству аммиака из низконапорного газа [73]. Эти же условия резко повышают издержки на создание и поддержку производства. Перенести производство аммиака из низконапорного газа ближе к цивилизации представляется также не рентабельным исходя из существующих в РФ технологий. На данный момент основным конкурентным преимуществом российских производств аммиака является дешевый природный газ в качестве исходного сырья. Проследить изменение себестоимости производства аммиака в различных регионах мира можно по данным, представленным в нижеследующей таблице 11.

Таблица 11 - Себестоимость производства аммиака в различных странах [76]

Страна	Цена пр. газа, \$/куб. м.	Себестоимость пр-ва аммиака, \$/т
США	200-430	220-450
Канада	200-300	220-300

Продолжение таблицы 11

Страна	Цена пр. газа, \$/куб. м.	Себестоимость пр-ва аммиака, \$/т
Зап. Европа	200-450	220-470
Украина	100-130	180-200
Тринидад	100	120-150
Россия	40-60	130-160
Индонезия	70-80	100-120
Аргентина	50-70	80-100
Австралия	40-60	70-90
Венесуэла	40-60	70-80
Ближний Восток	30-40	60-90

Видно, что себестоимость производства аммиака в России одна из самых низких. В то же время, технологии производства, ресурсо- и энергопотребление на российских предприятиях существенно выше, чем на иностранных производствах, введенных в эксплуатацию в последние годы. Этот факт говорит о том, что используя существующие в РФ технологии производств, ввиду роста цен на исходное сырье, себестоимость аммиака существенно возрастает, цена продукции становится не конкурентоспособной. Кроме того при создании производства в ЯНАО критичным является отсутствие транспортной системы доставки продукции до потребителей.

7. Производство сжиженного природного газа.

Капитальные вложения в строительство комплекса по производству СПГ с переработкой 10 млрд. м³ низконапорного газа ежегодно составляют 2173,9 млн. долл. (в ценах 2011 г) [7]. При этом объем выпущенной продукции равен 7,38 млн. тонн в год.

Данное количество сжиженного природного газа, наряду с продукцией, позволит России стать одним из лидеров на рынке поставок СПГ.

Влияние стоимости реконструкции Медвежьего НГКМ на выбор конкретных предложений добычи и использования низконапорного газа представлено на рисунке 6.

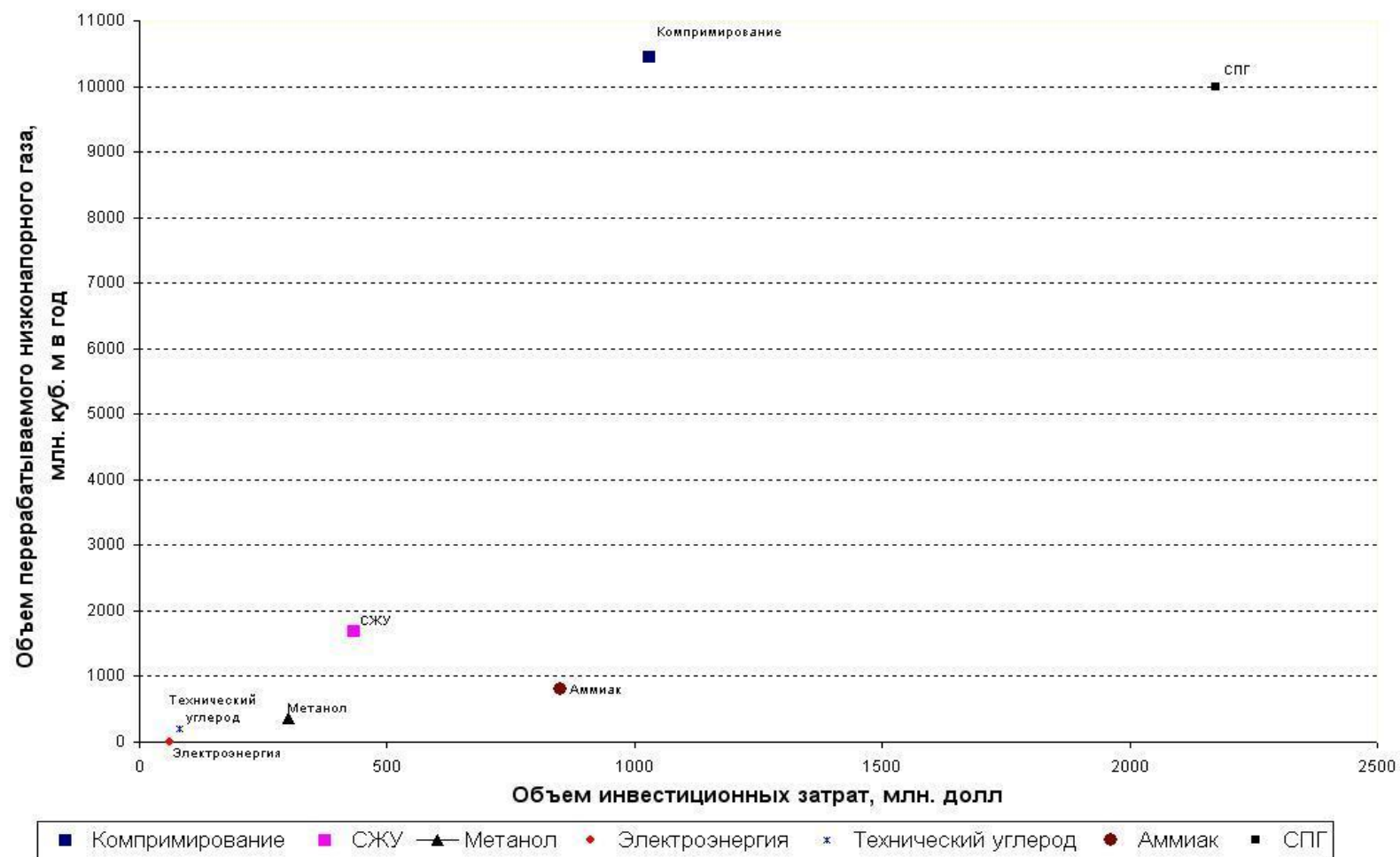


Рисунок 6 – Выявление влияния стоимости реконструкции Медвежьего НГКМ на выбор конкретных предложений добычи и использования низконапорного газа

3.3 Обоснование выбора экономически-реализуемых технологий использования «низконапорного газа»

На основании проведенного анализа мирового и российского опыта оценки экономически эффективных технологий использования низконапорного газа, экспертами сформирована сводная таблица 12, негативных и позитивных экономических факторов прогнозной реализации каждой из анализируемых технологий.

Таблица 12 - Факторы, определяющие экономическую целесообразность применения каждой из анализируемых технологий использования низконапорного газа на месторождении Медвежье.

Технология	Факты, в пользу экономической целесообразности реализации	Факты против экономической целесообразности реализации
1. Компримирование и транспортировка через систему газопроводов.	– Динамично развивающийся рынок продукции; – Минимальные капитальные вложения; – Опробированность технологии в РФ.	– Краткосрочный прогноз жизни проекта; – Неизменно повышающаяся стоимость продукции.
2. Производство синтетических жидких углеводородов.	– Возможность создания мобильного производства; – Высокая добавочная стоимость и технологичность продукции; – Соответствие продукции экологическим мировым нормам; – Перспективность продукции; – Экспортный потенциал продукции; – Освоение перспективной для РФ технологии; – Диверсификация потребителей.	– Затраты на внедрение продукции в реализацию на территории РФ; – Наличие на рынке РФ привычных более дешевых топлив; – Высокие капитальные затраты в создание производства по зарубежным технологиям.
3. Использование низконапорного газа для выработки электроэнергии.	– Гарантированный рынок сбыта продукции; – Прогнозная ценовая конкурентоспособность продукции; – Опробированность технологии в РФ.	– Недостаточный объем переработки запасов низконапорного газа в ходе реализации технологии.
4. Переработка на технический углерод.	– Гарантированный рынок сбыта продукции; – Узнаваемость конечной продукции в РФ; – Низкие капитальные вложения в производство; – Возможность создания мобильных производств	– Наличная потребность в продукции не позволяет рассматривать технологию в качестве основной; – Низкая добавочная стоимость продукции; – Высокая конкуренция.

Продолжение таблицы 12

Технология	Факты, в пользу экономической целесообразности реализации	Факты против экономической целесообразности реализации
5. Производство аммиака	– Емкий рынок потребления; – Узнаваемость конечной продукции в РФ.	– Производство должно находиться вдали от населенных пунктов ввиду своей экологической опасности; – Высокие капитальные затраты в создание производства по современным зарубежным технологиям; – Отсутствие транспортной системы доставки продукции до европейской полосы РФ.
6. Производство сжиженного природного газа.	– Высокая технологичность продукции; – Освоение перспективной для РФ технологии; – Диверсификация потребителей; – Снижение зависимости от трубопроводной системы доставки газа до потребителей.	– Высокие капитальные затраты в создание производства по зарубежным технологиям (риск несогласия зарубежных переработчиков передать технологию); – Затраты на строительство регазификационных терминалов в европейской части РФ; – Отсутствие транспортной системы доставки продукции до европейской полосы РФ.

Исходя из анализа приведенных факторов, определяющих экономическую целесообразность применения каждой из анализируемых технологий использования низконапорного газа, экспертами определены технологии, обладающие подтвержденными предпосылками к экономической эффективности реализации. Определение перечня экономически-реализуемых технологий представлено на рисунке 7 и 8. Зеленым на рисунке обозначены технологии, коммерчески эффективные по международному или российскому опыту, красным – определенные в ходе анализа как коммерчески не эффективные, коричневым – имеющие значение побочных.

Экспертами исследования разработан план реализации сформированного перечня экономически-реализуемых технологий использования низконапорного газа. На первой стадии рекомендуется произвести модернизацию комплекса добычи с целью сокращения процента не извлекаемых запасов месторождения и вести реализацию технологии компримирования низконапорного газа до превышения уровня приемлемой себестоимости нагнетаемого магистрального газа. На второй стадии основными технологиями использования низконапорного газа должны стать: технология переработки низконапорного газ в моторные топлива и сопутствующие продукты (GTL-технология) и технология

использования низконапорного газа для выработки электроэнергии. На третьей стадии экспертами исследования рекомендована технология переработки низконапорного газа в технический углерод в качестве побочной, завершающей процесс исчерпания месторождения.

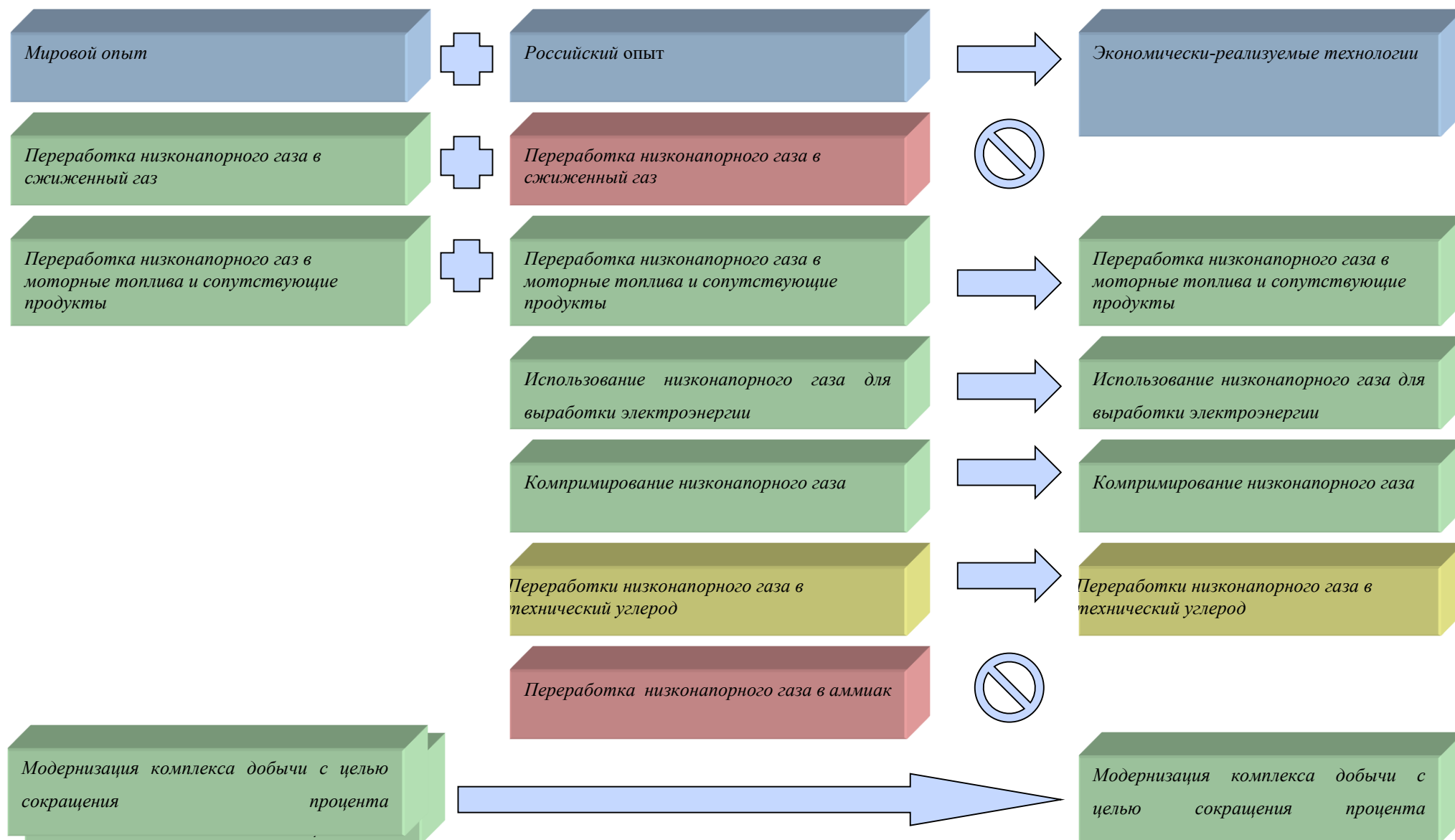


Рисунок 7 - Определение перечня экономически-реализуемых технологий использования низконапорного газа

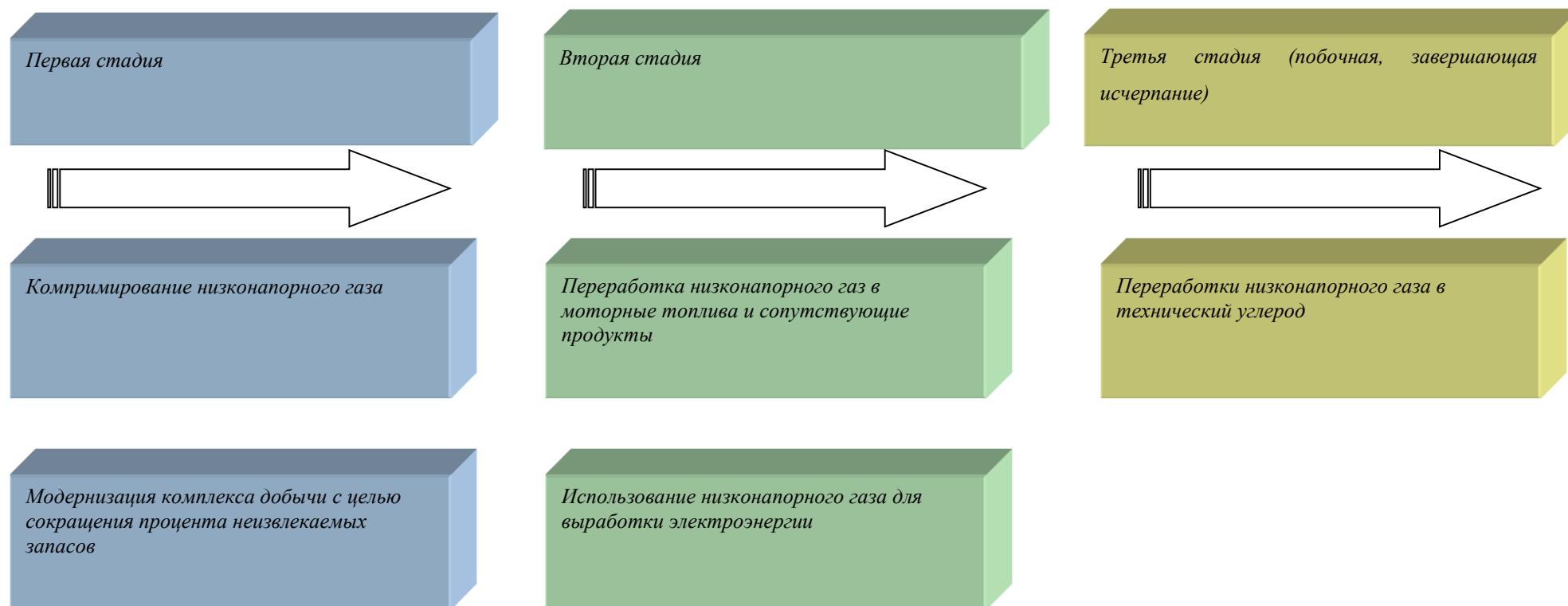


Рисунок 8 - План реализации сформированного перечня экономически-реализуемых технологий использования низконапорного газа

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
32ЭМ-42	Никонов Юрий Алексеевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Экономики природных ресурсов
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	38.04.02 Менеджмент

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, используемого оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения и т.д.) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной природы) – чрезвычайных ситуаций социального характера.	1. Все рабочие места обеспечены современной техникой. 2. На работника воздействуют следующие вредные факторы: непостоянный шум, электромагнитное поле широкополосного спектра частот от ПЭВМ (работы по считыванию, вводу информации, работа в режиме диалога в сумме не менее 50 % рабочего времени); поражение электрическим током. 3. На рабочем месте могут возникнуть чрезвычайные ситуации природного и техногенного характера, а именно: пожар, землетрясение, химическое либо радиационное заражение.
2. Список законодательных и нормативных документов по теме	ISO 9001, ISO 14001, ISO 26000, OHSAS 18001

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ факторов внутренней социальной ответственности: – принципы корпоративной культуры исследуемой организации; – системы организации труда и его безопасности; – развитие человеческих ресурсов через обучающие программы и программы подготовки и повышения квалификации; – системы социальных гарантий организации; – оказание помощи работникам в критических ситуациях.	– корпоративное пенсионное обеспечение; – корпоративные жилищные программы; – социальные льготы и гарантии; – создание оптимальных условий труда; – поддержание социально значимой заработной платы; – развитие человеческих ресурсов через обучающие программы и программы подготовки и повышения квалификации.
2. Анализ факторов внешней социальной ответственности: – содействие охране окружающей среды; – взаимодействие с местным сообществом и местной властью;	– Программы социально - экономического развития регионов; – корпоративная благотворительная деятельность; – охрана окружающей среды;

– спонсорство и корпоративная благотворительность; – ответственность перед потребителями товаров и услуг (выпуск качественных товаров), – готовность участвовать в кризисных ситуациях и т.д.	– взаимодействие с местным сообществом и местной властью; – спонсорство и корпоративная благотворительность; – предупреждение чрезвычайных ситуаций, обеспечение промышленной, пожарной и радиационной безопасности; – взаимодействие с местным сообществом и местной властью;
3. Правовые и организационные вопросы обеспечения социальной ответственности: – Анализ правовых норм трудового законодательства; – Анализ специальных (характерные для исследуемой области деятельности) правовых и нормативных законодательных актов. – Анализ внутренних нормативных документов и регламентов организации в области исследуемой деятельности.	– Анализ специальных правовых и нормативных законодательных актов (Трудовой кодекс Российской Федерации ст. 212, 213, 214); – Анализ внутренних нормативных документов и регламентов организации (устав компании, локальные нормативные акты). – Анализ уровня развития КСО и применимости стандартов ISO 9001, ISO 14001 компанией.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию	– Таблица 13 – Стейкхолдеры ООО «Газпром добыча Надым» – Таблица 14 - Состав акционеров ПАО «Газпром» – Таблица 15 – Структура программ КСО – Таблица 16 – Затраты программ КСО

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Феденкова Анна Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32ЭМ-42	Никонов Юрий Алексеевич		

4 Социальная ответственность

Корпоративной социальной ответственностью является международная бизнес-практика, прочно вошедшая в корпоративное управление в конце XX века. В настоящее время внедрение мероприятий КСО становится неотъемлемой частью успешной компании любого предприятия. Корпоративная социальная ответственность – это комплекс направлений политики и действий, связанных с ключевыми стейкхолдерами, ценностями и выполняющих требования законности, а также учитывающих интересы людей, сообществ и окружающей среды. Корпоративная социальная ответственность - концепция, согласно которой бизнес, помимо соблюдения законов и производства качественного продукта/услуги, добровольно берет на себя дополнительные обязательства перед обществом[78].

4.1 Определение стейкхолдеров организации

Стейкхолдеры – заинтересованные стороны, на которые деятельность организации оказывает как прямое, так и косвенное влияние. В долгосрочной перспективе для организации важны как прямые, так и косвенные стейкхолдеры. [78] Структура стейкхолдеров ООО «Газпром добыча Надым» представлена в таблице 13.

Таблица 13 –Стейкхолдеры ООО «Газпром добыча Надым»

Прямые стейкхолдеры	Косвенные стейкхолдеры
1. Государство	1. Федеральные и местные органы государственной власти
2. Персонал	2. Международная организация труда
3. Потребители	3. Конкуренты
4. ПАО «Газпром»	4. Профсоюз
5. Поставщики	5. СМИ
6. Подрядчики	

Ниже представлена дополнительная информация по наиболее значимым стейкхолдерам, их структура и влияние, взаимодействие с организацией.

Персонал

В 2015 списочная численность ООО «Газпром добыча Надым» составила около 9 тыс. человек. Компания строит взаимоотношения с сотрудниками на основе социального партнерства, сторонами которого являются руководство Компании ПАО «Газпром» и ее дочерних обществ и представители сотрудников – советы трудовых коллективов и профсоюзы. Компания создает условия для работы профсоюзных комитетов на предприятиях в соответствии с законодательством, предоставляя им оборудованные помещения, транспорт для поездок на производственные объекты. За сотрудниками, избранными представителями профсоюзных органов, Компания сохраняет рабочие места и все действующие социальные льготы.

ПАО Газпром

В таблице 14 указан состав структурного акционерного капитала ПАО «Газпром», Информация указана по данным реестра акционеров ПАО «Газпром». [79]

Таблица 14 - Состав акционеров ПАО «Газпром»

Доли	Акции, %
1) Доля, контролируемая Российской Федерацией, всего, т.ч:	50,002
<i>Российская Федерация в лице Федерального агентства по управлению государственным имуществом</i>	38,373
<i>ОАО «Роснефтегаз»</i>	10,740
<i>ОАО «Росгазификация»</i>	0,889

Продолжение таблицы 14

Доли	Акции, %
1) The Bank of New York Mellon (банк эмитент АДР под акции ОАО «Газпром»)	26,955
2) Gazprom Gerosgaz Holdings B.V.	2,930
3) Прочие зарегистрированные лица, владеющие менее 2% акций	20,113

Работу по взаимодействию с акционерами и инвесторами ведут Управление по работе с инвесторами Департамента управления активами, экономики и бизнес-планирования и Управление по работе с акционерами Департамента корпоративного управления. Компания раскрывает информацию о своей деятельности в соответствии с принципами Кодекса корпоративного поведения и информационной политики ПАО «Газпром» и на основании требований законодательства, регуляторов российских и зарубежных рынков ценных бумаг, а также бирж, на которых торгуются акции Компании. ПАО «Газпром» обеспечивает доступность раскрываемой информации всем заинтересованным лицам независимо от целей получения данной информации. Для представителей инвестиционного сообщества организуются встречи с высшим руководством Компании, телеконференции, издаются пресс-релизы по значимым корпоративным событиям. Приоритетным для Компании также является ведение постоянного открытого диалога с акционерами – физическими лицами посредством встреч-консультаций, на которых подробно освещается широкий круг вопросов акционерного права и прочие актуальные темы.

Потребители

Основными потребителями Компании являются частые лица в регионах деятельности ООО «Газпром добыча Надым», независимые сети, органы федеральной и региональной власти России, а также экспортные

потребители. ООО «Газпром добыча Надым» ведет постоянный мониторинг и принимает активные меры для повышения уровня лояльности потребителей своей продукции. Дочерние сбытовые общества Компании проводят опросы покупателей по поводу качества обслуживания, контрольные проверки качества обслуживания «Тайный покупатель» и используют собранную информацию для улучшения

Поставщики и подрядчики

Компания стремится к формированию прозрачных отношений с поставщиками и подрядчиками на основе честной конкуренции; договоры заключаются порезультатам проведения открытых тендеров. Определяющими факторами являются качество продукции и услуг, цена, своевременность поставок. При прочих равных условиях предпочтение отдается российским компаниям, при этом в регионах своей деятельности ООО «Газпром добыча Надым» стремится привлекать к сотрудничеству местных поставщиков. Компания создает условия для развития бизнеса своих партнеров путем заключения долгосрочных договоров с прозрачными правилами ценообразования и гибкими условиями оплаты.

Федеральные и местные органы государственной власти

Компания осуществляет постоянное взаимодействие с органами государственной власти всех уровней. Специалисты ООО «Газпром добыча Надым» наряду с представителями других дочерних компаний ПАО «Газпром» участвуют в обсуждении и экспертизе проектов решений, относящихся к регулированию газовой отрасли, разрабатываемых органами государственной власти. Компания ведет производственную деятельность в ЯНАО, поэтому эффективное взаимодействие с властями и местными сообществами, имеет первостепенное значение для устойчивого развития ООО «Газпром добыча Надым» и реализации стратегии роста. Взаимоотношения с региональными органами государственной власти Компания строит на основе соглашений о

сотрудничестве, в которых четко определены взаимные обязательства региона и Компании, направленные на развитие региональной социально-экономической инфраструктуры. [79]

4.2 Определение структуры программ КСО

Структура программ КСО составляет портрет КСО компании рассмотрена в таблице 15. Выбор программ, а, следовательно, структура КСО зависит от целей компании и выбора стейкхолдеров, на которых будет направлены программы.

Таблица 15 – Структура программ КСО

Наименование мероприятия	Элемент	Стейкхолдеры	Сроки реализации мероприятия	Ожидаемый результат от реализации мероприятия
1.Пожертвования в детские дома	Благотворительные пожертвования	Сотрудник и предприятия, местное население	Ежегодно	Помощь, благотворительность, реклама
2.Обучение сотрудников компании	Обучение сотрудников	Сотрудник и предприятия	Ежегодно	Повышение квалификации сотрудников компании
3.Поддержка детей и юношества	Развитие подрастающего поколения	Местное население, будущие кадры	Ежегодно	Создания условий для гармоничного интеллектуального, духовного и физического развития подрастающего поколения, Привлечение будущих кадров, реклама.
4.Поддержка Русской православной церкви	Ремонтные и реставрационные работы	Местное население	Ежегодно	Поддержание Русской культуры и наследия, реклама.
5.Поддержка отечественного образования	Поддержка отечественного образования и повышение качеств профессиональной подготовки с опорными вузами страны.	Будущие кадры	Программа инновационного развития ПАО «Газпром» до 2020г.	Подготовка будущих кадров

Компания осуществляет ряд масштабных социальных и благотворительных проектов, направленных на обеспечение безопасных и

комфортных условий труда, решение жилищных проблем и улучшение качества жизни сотрудников и их семей, профессиональное обучение сотрудников, материальную поддержку ветеранов и пенсионеров, а также на социальное и экономическое развитие регионов.

Являясь одной из крупнейших в России, Компания уделяет особое внимание реализации комплексных социально-экономических программ в регионах своей производственной деятельности.

Целью социальной политики является максимальное снижение социальных рисков и создание системного подхода к управлению социальными вопросами, социальными инвестициями и воздействием на социальную сферу в регионах присутствия Компании. Кроме того, Компания заинтересована в том, чтобы ее сотрудники и их семьи жили в современных комфортабельных городах и поселках, чтобы им были обеспечены налаженный быт, надлежащее медицинское обслуживание, возможность заниматься спортом, интересно проводить досуг, учить детей в хороших школах. Это особенно важно, если речь идет об удаленных и сложных в климатическом отношении регионах.

4.3 Определение затрат на программы КСО

В таблице 16 представлены основные затраты предприятия на корпоративную социальную ответственность. Бюджет программ КСО предприятия составлен с учетом результатов, полученных в таблице 15.

Таблица 16 – Затраты программ КСО

Мероприятие	Единица измерения	Стоимость реализации на планируемый период 1 год.
«Газпром детям»	млн.руб.	959,6
«Этот мир наш!»	млн.руб.	170,7
«Факел»	млн.руб.	259,8
Выплаты работникам по социальным льготам	млн.руб. млн.руб. млн.руб.	26 013,35

Продолжение таблицы 16

Мероприятие	Единица измерения	Стоимость реализации на планируемый период 1 год.
Выплаты женщинам, семьям с детьми	млн.руб.	2 790,67
Выплаты пенсионера «Газпрома»	млн.руб.	1 367,02
Повышение квалификации работников в «Газпром корпоративный институт»	млн.руб.	340,7

4.4 Оценка эффективности программ и выработка рекомендаций

Являясь одним из лидеров российской экономики, Газпром и его дочерние общества принимают активное участие в реализации множества социальных проектов различного уровня, в том числе имеющих общенациональное значение. Традиционно уделяется особое внимание проектам, направленным на поддержку таких сфер общественной жизни, как спорт, культура, образование, наука, также Газпром участвует в проектах, направленных на возрождение национальных ценностей.

Поддержка детей и юношества

Осознавая, какое значение для будущего развития страны имеет подрастающее поколение, Группа уделяет особое внимание проектам, ориентированным на поддержку детей и юношества. Одним из ключевых социальных проектов ПАО «Газпром» является реализация Программы «Газпром – детям». Цель этой Программы – создание условий для гармоничного интеллектуального, духовного и физического развития подрастающего поколения россиян, привлечение как можно большего числа детей и подростков в спортивные секции и творческие кружки. Интересы более 270 тыс. работников

Группы представляет Межрегиональная профсоюзная организация ОАО «Газпром».

Программа реализуется с 2007 г. в 73 российских регионах при участии 45 дочерних обществ и организаций Группы Газпром. В рамках реализации Программы были построены и реконструированы 943 спортивных и культурных объекта общей стоимостью 15,4 млрд руб. Общий объем благотворительной помощи, направленной на развитие детского спорта и творчества, закупку спортивного инвентаря и организацию спортивных секций и кружков.

Начиная с 2010 г. ОАО «Газпром» оказывает поддержку Международному детскому форуму «Этот мир – наш!». При поддержке ОАО «Газпром» в рамках перекрестного года культур Россия – Германия в 2012 г. состоялся III Международный детский форум «Этот мир – наш!» в г. Бонне, был организован Международный студенческий форум в г. Берлине. В отчетном году продолжилось оказание спонсорской поддержки единственной в России радиостанции, вещание которой целиком посвящено детям, – «Детскому радио». В 2012 г. были проведены ставшие традиционными рождественские и новогодние праздники с участием более тысячи детей из школ-интернатов, детских домов и приютов г. Москвы. Оказывалась существенная помощь детям-инвалидам, малообеспеченным гражданам, детям из многодетных семей, детям-сиротам.

Поддержка культуры и искусства

При поддержке группы «Газпром» и австрийской компании OMV в Государственной Третьяковской галерее и Доме музыки состоялись концерты классической музыки российского Трио имени Рахманинова и австрийского вокалиста В. Хольцмайера. В рамках сохранения российских просветительских культурных традиций ПАО «Газпром» выступило спонсором организации мастер-классов известных российских музыкантов и педагогов для студентов ведущих консерваторий Китая в городах Пекине, Шанхае, Тяньцзине.

Корпоративный фестиваль «Факел» самодеятельных творческих коллективов и исполнителей дочерних обществ и организаций ПАО «Газпром» способствует сохранению и углублению традиций многонациональной культуры России, нравственному и эстетическому воспитанию подрастающего поколения.

Поддержка спорта и физической культуры в России

С 2006 г. тесное сотрудничество со спортивными федерациями. ПАО «Газпром» является генеральным спонсором Всероссийской федерации художественной гимнастики, Всероссийской федерации волейбола, Российской шахматной федерации, Союза биатлонистов России, Российского футбольного союза, Всероссийской федерации гребли на байдарках и каноэ, Международной федерации дзюдо, а также Футбольного клуба «Зенит». Было продолжено начатое в 2011 г. финансирование проведения соревнований по конному спорту. С 2012 г. Компания начала оказывать финансовую поддержку автомобильной команде «ё-АВТО». Была также оказана поддержка в проведении ряда значимых соревнований по дзюдо. С успехом прошла регата «Северный поток», по итогам соревнований первое место в ней заняла российская команда, спонсором которой выступала Группа Газпром. Кроме того, при финансовой поддержке ПАО «Газпром» реализуется ряд проектов яхт-клуба г. Санкт-Петербурга.

Поддержка Русской православной церкви

В рамках поддержки Русской православной церкви ПАО «Газпром» профинансированы ремонтные и реставрационные работы в Свято-Троицкой Александро-Невской лавре в г. Санкт-Петербурге, продолжается финансирование строительства Дома паломника на реке Иордан в Иордании.

Поддержка отечественного образования

ПАО «Газпром» традиционно реализует проекты, связанные с поддержкой отечественного образования и повышением качества профессиональной подготовки кадров, в том числе с опорными вузами, которые

определены в рамках Программы инновационного развития ПАО «Газпром» до 2020 г. – РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Ухтинский государственный технический университет, Казанский национальный исследовательский технологический университет, МГУ им. М.В. Ломоносова, МГТУ им. Н.Э. Баумана, Санкт-Петербургский государственный университет экономики и финансов (с августа 2012 г. – Санкт-Петербургский государственный экономический университет), Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», Высшая школа менеджмента Санкт-Петербургского государственного университета и Государственный университет морского и речного флота им. адмирала С.О. Макарова.

Заключение

1. В ходе исследования были выявлены коммерческие предпосылки развития технологий использования низконапорного газа, основными из которых являются следующие:

- масштабные, прогнозируемые к увеличению, запасы низконапорного газа;

- положительная динамика роста мировых цен на природный газ;

- наличие экономически реализуемых технологий добычи и использования низконапорного газа;

- высокая стоимость ликвидации, рекультивации скважин и промыслов, рост расходов на ликвидацию аварий на длительно не эксплуатируемых газовых скважинах;

- высокий инвестиционный потенциал хозяйствующих субъектов, возможность привлечения частных инвестиций.

2. Проведена систематизация технологий переработки низконапорного газа, предложены способы их классификации, основанные на различной природе воздействия на низконапорный газ - физическое, химическое, комбинированное. Физическое воздействие на ННГ (изменение давления и температуры) является основой его компримирования, которое необходимо для последующего транспорта газа. Химическое превращение метана (основного компонента ННГ) является основой газохимии и позволяет получить практически любой органический продукт при определенных условиях синтеза. Комбинированные методы воздействия являются основой тепло- и электроэнергетики.

3. По результатам оценки технической применимости и социально-экономической эффективности технологических решений использования ННГ Медвежьего НГКМ, определен перечень технологических решений использования ННГ, рекомендуемых к применению в составе единого технологического комплекса.

Технологический комплекс включает реализацию следующих технологических решений:

- компримирование и транспортировка через систему газопроводов;
- производство синтетических жидких углеводородов;
- использование низконапорного газа для выработки электроэнергии.

По каждому из представленных технологических решений, предложены перспективные инвестиционные проекты использования ННГ Медвежьего НГКМ:

1) компримирование и транспортировка через систему газопроводов - рекомендован в качестве основного проекта использования низконапорного газа. Проект обеспечивает продление срока безопасной и эффективной работы объектов (с учетом оптимального срока разработки залежи) на завершающей стадии эксплуатации месторождения, сохранение плановых объемов добычи, качества подготовки и промыслового транспорта газа.

2) производство синтетических жидких углеводородов - рекомендован в качестве второго основного проекта использования низконапорного газа.

Одновременная реализация этих проектов позволит получить синергетический эффект – высокую добавочную стоимость продукции.

3) использование низконапорного газа для выработки электроэнергии - рекомендован в качестве побочного вследствие ограниченного количества запасов низконапорного газа, требуемого для выработки электроэнергии. Проект позволит увеличить рентабельность технологического комплекса в целом, обеспечив снижение себестоимости продукции за счет снижения стоимости одного из ключевых ресурсов – электроэнергии.

Исходя из определенного состава технологического комплекса, оценки периодов благоприятной конъюнктуры реализации составляющих его технологических решений, сформирована финансово-экономическая модель реализации технологического комплекса.

Комплексная модель использования низконапорного газа Медвежьего НГКМ позволит наиболее эффективно использовать имеющиеся ресурсы и получить максимальную отдачу.

Список использованных источников

1. Природный газ. Общая информация [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://dolgikh.com/index/0-25.-Загл. с экрана>.
2. Природный газ. Экологические предпосылки [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://dolgikh.com/index/0-35.-Загл. с экрана>.
3. Энергетика России: состояние и перспективы развития [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://pt21.ru/docs/pdf/20.pdf.-Загл. с экрана>.
4. Уровни добычи и запасы низконапорного газа на месторождениях Надым-Пур-Тазовского региона / Р.М.Тер-Саркисов, Г.П. Ставкин, П.Г. Цыбульский, и др. // Материалы Всерос. научно-практич. конф. «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года). М. : ООО «ИРЦ Газпром», 2003. С. 17-28.
5. Классификация запасов углеводородов (природный газ) / Г.И. Облеков, Р.Г. Облеков // Материалы Всерос. научно-практич. конфер. «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года). М. : ООО «ИРЦ Газпром», 2003. С.66-72.
6. Утилизация низконапорных газов на объектах добычи и переработки в ООО «Оренбурггазпром» / С.И. Иванов, В.И. Столыпин, С.А. Молчанов и др. // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2006, №7. С.32.
7. Васильев Г.М. Вовлечение низконапорного природного газа в топливно-энергетический баланс ЯНАО // Материалы Всерос. научно-практич. конф. «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года). М. : ООО «ИРЦ Газпром», 2003. С. 73-76.
8. Елистратов В.В., Коломийцев В.В. Основные проблемы эксплуатации крупнейших газовых месторождений Надым-Пур-Тазовского региона на завершающей стадии // Материалы Всерос. научно-практич. конф. «Проблемы и

перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года). М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2003. С. 104-107.

9. Приказ Министерства природных ресурсов от 1 ноября 2005 года №298 «Об утверждении классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов»; зарегистрирован в Минюсте России 23 декабря 2005 года, №7296 [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.ngfr.ru/article.html?040>.- Загл. с экрана.

10. Постановление Совета Министров СССР от 8 апреля 1983 года №299 «Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.ngfr.ru/article.html?doc/001>.- Загл. с экрана.

11. Моргунов Е.В, Николаишвили Д.Г. Современное состояние и прогноз развития газовой отрасли. Сборник: Проблемы развития рыночной экономики / Под ред. чл.-корр. РАН В.Л. Перламутрова. М.: ИПР РАН, 2004.С. 23-36.

12. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г., N 1715-р «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года» [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/node/1026>.-Загл. с экрана.

13. Состояние и использование минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации. Аналитический обзор. М.: ФГУНПП, "Аэрогеология", Информационно-аналитический центр "Минерал", 2008. 275 с.

14. Нефть и газ России в XXI в: прогноз добычи и развития сырьевой базы/ А.И.Гриценко, Н.А.Крылов, В.В.Аленин и др. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2001, №3. С.10-19.

15. Волчков В.И. Экономически эффективное расширение топливной базы электроэнергетики за счет использования низконапорного природного газа // МатериалыВсерос. Научно-практич.конф. «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии

социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года). М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2003. С. 242.

16. Ланчаков Г.А. Перспективы устойчивой работы Уренгойского нефтегазодобывающего комплекса на поздней стадии разработки. Расширенное совещание рабочей группы по проблемам и перспективам комплексного использования низконапорного газа (Надым, 01 декабря 2006 г.).

17. Крылов Г.В., Маслов В.Н. Проблемы и перспективы использования низконапорного газа на месторождении Медвежье. Расширенное совещание рабочей группы по проблемам и перспективам комплексного использования низконапорного газа (Надым, 01 декабря 2006 г.).

18. Ланчаков Г.А. Повышение эффективности до разработки сеноманских газовых залежей на основе системного совершенствования технологий добычи и подготовки газа. Автореф. дис. канд. техн. наук. Москва, 2006. С. 8-10.

19. Гребенщиков А.Т. Технологии использования низконапорного и попутного нефтяного газа. Отчет о научно-исследовательской работе. ООО «Промышленные нано технологии», № регистрации: 14/12, Воронеж, 2012. С. 23-28, 80-87.

20. Общие сведения о процессах сжижения газа [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://lngas.ru/production-lng/obshhie-svedeniya-process-szhizheniya-gaza.html>. - Загл. с экрана.

21. Низкотемпературная конденсация [Электронный ресурс] Режим доступа: http://roskom.ucoz.ru/index/nizkotemperaturnaja_kondensacija_ntk/0-40. - Загл. с экрана.

22. ГОСТ 5542-87. Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. Москва, 1988. 4с.

23. Крылова А.Ю., Козюков Е.А. Получение жидких углеводородов из природного газа [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://gazohimiya.ru/content/view/10/19/>. - Загл. с экрана.

24. Роль ООО «ВНИИГАЗ» в развитии газопереработки /А.В.Мамаев, И.Б.Кисель, С.В.Шурупов и др. // Переработка природного газа и конденсата. Новые разработки: Сб. научн. Трудов. М. : ООО «ВНИИГАЗ», 2008.С.3-17.
25. Лapidус А.Л., Елисеев О.Л. Катализатор синтеза Фишера-Тропша [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://gazohimiya.ru/content/view/15/19/>.- Загл. с экрана.
26. Рапопорт И.Б. Искусственное жидкое топливо. Часть II. Синтез моторных топлив из окиси углерода и водорода. Л.: ГОСТОПТЕХИЗДАТ, 1950. 252 с.
27. Лapidус А.Л., Крылова А.Ю. О механизме образования жидких углеводородов из СО и Н₂ на кобальтовых катализаторах [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.chem.msu.su/rus/jvho/2000-1/43.pdf>.-Загл. с экрана.
28. Блок-схема промышленной GTL-установки [Электронный ресурс] Режим доступа:<http://sintheticfuel.com/shema>.-Загл. с экрана.
29. Технология синтетического метанола / М.М. Караваев [и др.]. М. :Химия, 1984. 120 с.
30. Опытнo-промышленная установка производства метанола для ГНКМ как прототип перспективной технологии промышленного использования низконапорного газа /О.П.Андреев, А.Г.Бан, А.Л.Бублей// Материалы Всерос. научно-практич.конф. «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года). М. : ООО «ИРЦ Газпром», 2003.С. 202-213.
31. ВасильевВ. Диметиловый эфир. Надежды конструкторов, водителей и экологов. Часть 4 // Основные Средства, 2007, №4.С. 1-4.
32. Мирошниченко Д.А., Жирнова М.В. Современное состояние и перспективы развития промышленного производства диметилового эфира Переработка природного газа и конденсата.Новые разработки: Сб. научн. Трудов. М. : ООО «ВНИИГАЗ», 2008.С.18-24.
33. Переработка низконапорного газа Надым-Пур-Тазовского региона в синтетические жидкие углеводороды /С.В.Шурупов, И.Б.Кессель, Н.Н. Кисленко// Материалы Всерос. Научно-практич.конф. «Проблемы и

перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года). М. : ООО «ИРЦ Газпром», 2003.С. 214-224.

34. Шелдон Р.А. Химические продукты на основе синтез-газа. Каталитические реакции СО и Н₂ / Р.А. Шелдон; под общ. ред. М.С. Локтева. М.: Химия, 1987. 248 с.

35. Способы производства технического углерода [Электронный ресурс] Режим доступа: [http://www.chem-astu.ru/misc/0005\(sazha\).html](http://www.chem-astu.ru/misc/0005(sazha).html). -Загл. с экрана.

36. Ганз С.Н. Теоретические основы и технология синтеза аммиака: учеб. пособие для вузов / под ред. А. М. Николаева. Киев: Вища школа, 1969. 260 с.

37. Технология синтеза аммиака [Электронный ресурс] Режим доступа:http://www.eope.ee/_download/euni_repository/file/2087/ammoniaak.zip/ammoniaak/content/20111012220544.htm -Загл. с экрана.

38. Технология полимеров [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.bibliotekar.ru/spravochnik-52/1.htm>-Загл. с экрана.

39. Технология переработки нефти и газа. Часть 1 [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.tehnoinfa.ru/pererabotkanefitiigaza/6.html>-Загл. с экрана.

40. Ньюленд Ю., Фогт Р., Химия ацетилена. М.Инидздат, 1947. 400 с.

41. GTL: технологии, проекты, перспективы. По материалам “Nitrogen&Syngas” [Электронный ресурс] Режим доступа:http://www.newchemistry.ru/letter.php?n_id=102.-Загл. с экрана.

42. Сравнительная оценка различных технологий производства метанола и моторных топлив из природного газа и других углеводородных газов // Газовая промышленность. 2003, №12. С. 2-4.

43. Елисеев О. Л. Технологии «газ в жидкость» // Рос. хим. журн. 2008. Т. LI, №6. С. 63-62.

44. Технология синтетического метанола / М.М. Караваев [и др.]; под. общ. ред. М.М. Караваева.М. : Химия, 1984. 240 с.

45. Метанол: обзор технологий [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.newchemistry.ru/letter.php?n_id=802-Загл. с экрана.
46. Аммиак: обзор современных технологий [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.newchemistry.ru/letter.php?n_id=682-Загл. с экрана.
47. Модульные энергонезависимые установки для переработки углеводородных газов в метанол, высокооктановый бензин, диметиловый эфир и водород // Электронный журнал электросервисной компании «Экологические системы». 2006, №1. [Электронный ресурс] Режим доступа: http://escoecosys.narod.ru/2006_1/art19.htm.-Загл. с экрана.
48. Станция МКС - компримирование (сжатие) природного и попутного нефтяного газа [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.tegaz.ru/produkciya/MKS/> -Загл. с экрана.
49. Передвижная газотурбинная электростанция - мобильная ГТУ [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.manbw.ru/analytics/gtu_mobilepac.html.-Загл. с экрана
50. Малотоннажные GTL-установки [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.newchemistry.ru/letter.php?n_id=6615&cat_id=5&page_id=4 -Загл. с экрана
51. Сухов А.И. Модернизация камер сгорания газотурбинных установок типа ГТ-6-750, ГТН-6, ГТН-25-1. Отчет о научно-исследовательской работе. ООО «Космос-Нефть-Газ», № регистрации: 24/11, Воронеж, 2011. 15с.
52. Опытная установка СИНТОП-300 [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.energосyntop.com/projects/22>.-Загл. с экрана.
53. Белоконова О. Синтетический бензин // Наука и жизнь. 2004, № 11. [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.nkj.ru/archive>.-Загл. с экрана.
54. Конверсия метана с использованием водяного пара быстрых ядерных реакторов / В.Л. Хорсанов, А.П. Иванов, А.И. Блохин // International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology ISJAEE. 2004, №6(14). P. 5-7.

55. Способ комплексной переработки природного газа с получением пресной воды и топлива и установка для его осуществления / Е.А. Федоров, И.И. Лищинер, О.В. Малова // Патент РФ № 2278101. Оpubл. 16.07.2004.
56. Научные разработки РХТУ им. Д.И. Менделеева [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://lib.muctr.ru/scidbase/04-0248/index.htm>.-Загл. с экрана.
57. Кекух С.Г. Ресурсы и запасы низконапорного газа сеноманских газовых залежей Ямало-Ненецкого автономного округа / Материалы Всерос. научно-практич.конф. «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года). М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2003. С. 79-97.
58. Облеков Г.И., Чупова И.М. Анализ состояния газонасыщенности обводненных коллекторов / Материалы Всерос. научно-практич. конф. «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года).М. : ООО «ИРЦ Газпром», 2003.С. 163-171.
59. Технология повышения выработки запасов месторождения природных газов / Г.И. Облеков,Ю.А.Архипов, В.Н.Гордеев// Материалы Всерос. научно-практич.конф. «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года). М. : ООО «ИРЦ Газпром», 2003. С. 98-103.
60. Технология добычи низконапорного газа на базе закачки в пласт азота/ Р.М.Тер-Саркисов, Н.Г. Степанов, В.А. Николаев и др. // Материалы Всерос. научно-практич.конф. «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года).М. : ООО «ИРЦ Газпром», 2003.С. 141.
61. Тер-Саркисов Р.М., Немировский М.С. Альтернативные источники инертного газа для повышения газоотдачи пласта в период окончания разработки месторождения // Материалы Всерос. научно-практич.конф. «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом

- развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года). М., ООО «ИРЦ Газпром», 2003. С. 179.
62. Социальный атлас российских регионов [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.socpol.ru/atlas/portraits/yam.shtml> .-Загл. с экрана.
63. Стратегия социально-экономического развития Ямало-Ненецкого автономного округа до 2020 года [Электронный ресурс] Режим доступа: http://de.gov.yanao.ru/doc/YANAO2020/prezent_strategii.pdf.-Загл. с экрана.
64. Жученко И.А. Перспективы эффективности использования низконапорного газа в субъектах Российской Федерации // Материалы Всерос. научно-практич. конф. «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года). М. : ООО «ИРЦ Газпром», 2003.С. 108.
65. WorldPolicyandResourcesResearch (www.wpr.ru) - аналитические материалы [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.wpr.ru/?p=2767>.-Загл. с экрана.
66. РБК. Исследование рынков [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://marketing.rbc.ru/research/562949953427426.shtml>.-Загл. с экрана.
67. U.S. EnergyInformationAdministration [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.eia.gov/>.-Загл. с экрана.
68. Брагинский О. Б. Альтернативные моторные топлива: мировые тенденции и выбор для России //Рос. хим. ж. (Ж. Рос. хим. об-ва им. Д.И. Менделеева) 2008. т. LII, № 6. С. 137-146.
69. Прединвестиционное исследование GTL-процессов производства синтетического моторного топлива конверсией метана. ООО «Управляющая компания «Резон» Воронеж, 2011
70. Носов А.М. Возможные технологии использования низконапорного газа на территории Ямало-Ненецкого автономного округа // Материалы Всерос. научно-практич.конф. «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года).М. : ООО «ИРЦ Газпром», 2003. С. 191.

71. Васильев Г.М. Использование низконапорного газа для производства тепла и электроэнергии в ЯНАО // Материалы Всерос. научно-практич.конф. «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года). М. : ООО «ИРЦ Газпром», 2003.С. 298.
72. Крючкова И. Низкий старт // Эксперт Урал 2006. №45(253) [Электронный ресурс] Режим доступа: http://expert.ru/ural/2008/45/nizkonaporniy_gaz/. -Загл. с экрана.
73. Агентство Нефте-Газовой информации [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.angi.ru/news.shtml? oid=2786032> .-Загл. с экрана.
74. Васильев Г.М. Использование низконапорного газа для производства тепла и электроэнергии в ЯНАО. Материалы Всерос. научно-практич.конф. «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года).М. : ООО «ИРЦ Газпром», 2003.С. 298.
75. Долотовский В.В. Техническое предложение по утилизации низконапорных углеводородных газов путем переработки на технический углерод. Материалы Всерос. научно-практич.конф. «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года).М. : ООО «ИРЦ Газпром», 2003.С. 308.
76. Аналитический портал химической промышленности [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.newchemistry.ru/letter.php?n_id=682.-Загл. с экрана.
77. Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Ямало-Ненецкому автономному округу [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://yamalstat.gks.ru/perepis/default.aspx>.-Загл. с экрана.
78. Социальная ответственность: Методические указания к М00 выполнению раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы для студентов направления 38.03.02 «Менеджмент» и 38.03.01 «Экономика» /

сост.: Н.В. Черепанова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 21 с. 48

79. Отчет в области устойчивого развития 2015 ПАО «Газпром»

80. Закон РФ «Об основах государственного регулирования внешнеторговой деятельности» N 164-ФЗ 2003 г.

81. Закон РФ «Об акционерных обществах», N 208-ФЗ от 26.12.1995.

82. Закон РФ «Об иностранных инвестициях».

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(обязательное)

Одномерная модель оптимального эжектора и параметрическое исследование
эффективности Эжектора.

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ32	Никонов Юрий Алексеевич		

Руководитель

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

One dimensional Model of an Optimal Ejector and Parametric Study of Ejector Efficiency.

Ejectors efficiency

Ejectors are employed in the industry in numerous, unique and even sometimes bizarre ways. They can be used singly or in stages to create a wide range of vacuum conditions, or they can be operated as transfer and mixing pumps. The ejectors have the following advantages over other kinds of pumps:

1. Rugged and simple construction;
2. Capability of handling enormous volumes of gases in relatively small sizes of equipment;
3. Less maintenance requirements;
4. Simple operation.

All ejectors operate on a common principle. The single stage ejector, in its simplest form, consists of an actuating nozzle, suction chamber and a diffuser. The actuating fluid, which may be a gas, vapor or liquid, is expanded from its initial pressure to a pressure equal to that of the secondary fluid. In the process of being expanded, the actuating fluid is accelerated from its initial entrance velocity, which is negligibly small, to a high velocity. In the suction chamber, the actuating fluid induces a region of low pressure-high velocity flow which causes the secondary fluid to become entrained and mixed with the actuating fluid. During the mixing process, the actuating fluid is retarded and the secondary fluid is accelerated. As the mixture enters the diffuser, it is compressed to the exit pressure by rapid deceleration. The purpose of the ejector is to transport and compress a weight of induced fluid from the suction pressure to the exit pressure. Significant numerical and experimental analyses have been devoted to understanding the variety of flow regimes present in steady flow ejectors. Certain regimes are more conducive to achieving high performance (i.e. high entrainment ratios). In particular, the entrainment ratio is seen to be highest when the entrained fluid reaches a choked condition in the mixing region. In addition, the expansion regime of the motive nozzle (under-, perfectly- or over-expanded) appears to influence performance. In this paper method of modeling an ejector of optimal

geometry was proposed and designed for a favorable flow regime. Then, rather than focusing upon the maximization of efficiency, I seek operational conditions that maximise ejector efficiency, specifically the reversible entrainment ratio efficiency. Ejector efficiency is found to be highest at low compression ratios and at low driving pressure ratios. However, at lower compression ratios, the optimal area of the mixing chamber becomes large relative to the motive nozzle throat area.

Supersonic gas ejector

Ejectors are supersonic flow induction devices employed for the generation of a vacuum for compressing a fluid. Figure A.1 shows a straight throat ejector. High pressure motive fluid enters a converging diverging nozzle and is accelerated to a supersonic Mach number. The pressure at section NE is below that of the entrained fluid at its inlet. Consequently, the entrained fluid is drawn into the ejector. The motive and entrained fluids mix between sections NE and U and the uniform mixture is diffused to reach the discharge pressure.

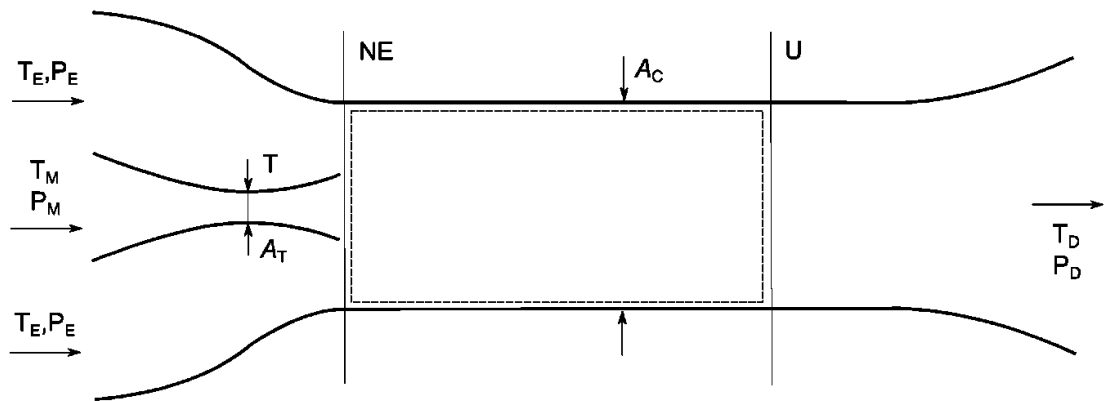


Fig. A.1 – Schematic diagram of a straight throat ejector

One common ejector application is the withdrawal of non-condensable gases from steam condensers. Other applications employ ejectors to compress a working fluid, such as vapor- compression refrigeration and vapor compression multi-pressure humidification-dehumidification desalination [25]. The operating conditions of an ejector in vacuum generation and compression applications differ significantly. When generating a vacuum, the compression ratio of the ejector, P_D/P_E , is very high whilst the

ratio of the mass flow rate of entrained to motive fluid (known as the entrainment ratio) is very high. In compression applications, the compression ratio is low, whilst the entrainment ratio is high. The compression ratios also differ between compression applications. For example, Huang et al. [25] performed experiments on a refrigeration system using R141b. For an evaporator temperature of 8°C and a condenser temperature ranging from 28°C to 42.1°C, the compression ratio of the ejector varied from 2.2 to 3.6. Kamali et al. optimised the design of a seven effect thermal vapour compression multi-effect distillation system with a condenser temperature of 45°C and a first effect temperature of 69°C, corresponding to a compression ratio of 3.1. Narayan et al. optimized an ejector driven humidification dehumidification desalination system and found that the optimal compression ratio lies near 1.2.

For compression applications, the ejector efficiency is of significant importance as it dictates the energy input (or more correctly the exergy input) required to drive the ejector. One means of quantifying ejector performance, suggested by Elrod and analysed in detail by McGovern et al, is the reversible entrainment ratio efficiency, or η_{RER} . This efficiency compares the entrainment ratio of a real ejector to a reversible process with the same inlet fluid states and the same discharged pressure:

$$\eta_{RER} = \frac{ER}{ER_{RER}} \quad (A.1)$$

When designing an ejector, I could look for more than just a high value of entrainment ratio for fixed inlet conditions and a fixed discharge. Importantly, the entrainment ratio alone is not an indication of the quality of design or the performance of an ejector. This is the objective of the present work. In Section 2 the flow regimes possible in steady flow ejectors that are most conducive to high efficiency were identified. Optimal geometry may be modeled using 1 dimensional theory (Section 3).. In Section 4, using fluid inlet conditions and ejector discharge pressure as parameters, I identify the operating conditions conducive to the highest values of efficiency. In summary, by focusing upon efficiency rather than solely the entrainment ratio I provide a new insight to optimising ejector design.

Regimes of Ejector Operation

One crucial consideration in the analysis and design of ejectors is the variety of flow regimes that are possible, depending on operating conditions and the ejector geometry. In order to design for maximum ejector efficiency one should be able to identify favorable flow regimes. To understand the flow regimes of an ejector we can describe the entrainment ratio in terms of the inlet fluid conditions, the discharged pressure, the motive fluid nozzle throat area and the mixing chamber area.

$$ER = f(P_M, T_M, P_E, T_E, P_D, A_T, A_C) \quad (A.2)$$

First, I would like to explain the effect of the operating conditions upon an ejector of fixed geometry and second, the effect of the ejector geometry upon the entrainment ratio of an ejector with fixed operating conditions. This is done by considering experimental and numerical analyses present in literature.

Flow regimes within an ejector of fixed geometry

The explanation of flow regimes for a fixed ejector geometry is common in literature and revolves around the concept of critical back pressure, **PD***. A clear description of the critical pressure is provided by Bartosiewicz et al. and Huang et al. using experimental data and by Sriveerakul et al. using a CFD analysis. The motive fluid throat area, the chamber area and the inlet motive and entrained fluid states at the inlet to the ejector are fixed. We may now describe three distinct regimes [25]:

1. Reversed flow region - **PD** is to the right of point A on the x axis of Fig. 2 and the discharged pressure is too high to allow entrainment. Flow through the converging diverging nozzle is overexpanded, resulting in compression shocks (see Bartosiewicz). Motive fluid partially flows back through the entrained fluid inlet.
2. Unchoked entrainment - The discharged pressure drops to point A in Fig. 2, causing the compression shocks at the exit of the motive fluid nozzle to weaken, allowing the pressure at NE to drop and provoke entrainment.
3. Critical operation - The discharged pressure reaches **PD***, allowing a decrease in pressure upstream and causing the entrained flow to be accelerated to sonic speed within the mixing region.

4. **Choked Flow** - For values of **PD** below **PD*** the entrainment ratio remains constant. The motive fluid is choked at the motive fluid nozzle throat and the entrained flow remains choked in the mixing region.

The important message to take from these analyses is that the entrained mass flow rate is constant as the discharge pressure drops below critical. Since the entrained fluid pressure is held constant at the inlet this can only mean that the effective cross-sectional area at which choking occurs in the mixing region must be constant for fixed inlet conditions and ejector geometry, as concluded by Munday and Bagster [25].

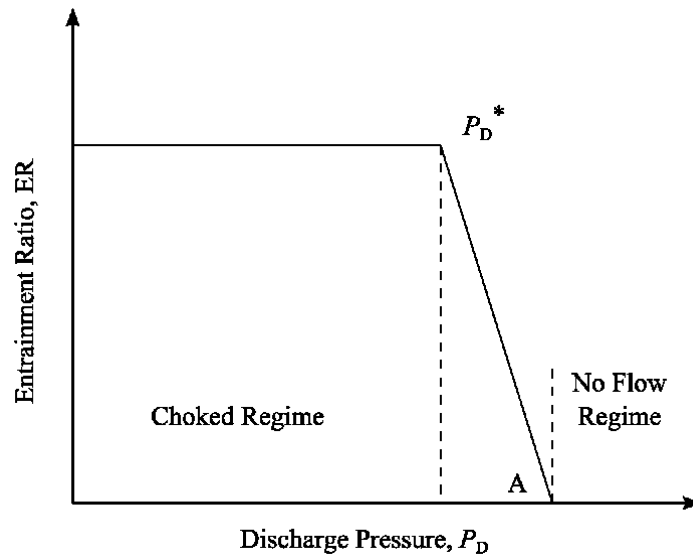


Fig. A.2. Evolution of the entrainment ratio with discharge pressure

Flow regimes within an ejector with fixed operating conditions

Less common in literature is an intuitive explanation of the effect of ejector geometry upon the entrainment ratio. Nahdi et al. and Lu et al. draw important conclusions in this regard. By considering fixed inlet fluid states and a fixed discharged pressure we may identify three regimes which depend upon ejector geometry [25].

1. **Overexpanded Flow** - I consider operating conditions such that the motive and entrained fluids are choked at the motive nozzle throat and in the mixing chamber, respectively. The ratio of chamber to motive nozzle throat area, ϕ , is small, such that the motive nozzle is overexpanded.

2. Perfectly Expanded Flow - The value of ϕ is reduced causing a higher value of ER. The pressure at cross section U in Fig. 1 drops, as does the pressure upstream of U. The compression shocks downstream of the motive fluid nozzle weaken until they cease to exist when the nozzle is perfectly expanded. The effective flow area of the entrained fluid increases (since ϕ increases) and the entrainment ratio increases. Nahdi et al. refer to ϕ at this point as the optimal area ratio for a given set of inlet conditions and discharged pressure. The entrainment ratio is maximum, the static pressures of the motive and entrained fluid are equal at section NE in Fig. 1 and the motive nozzle is perfectly expanded.

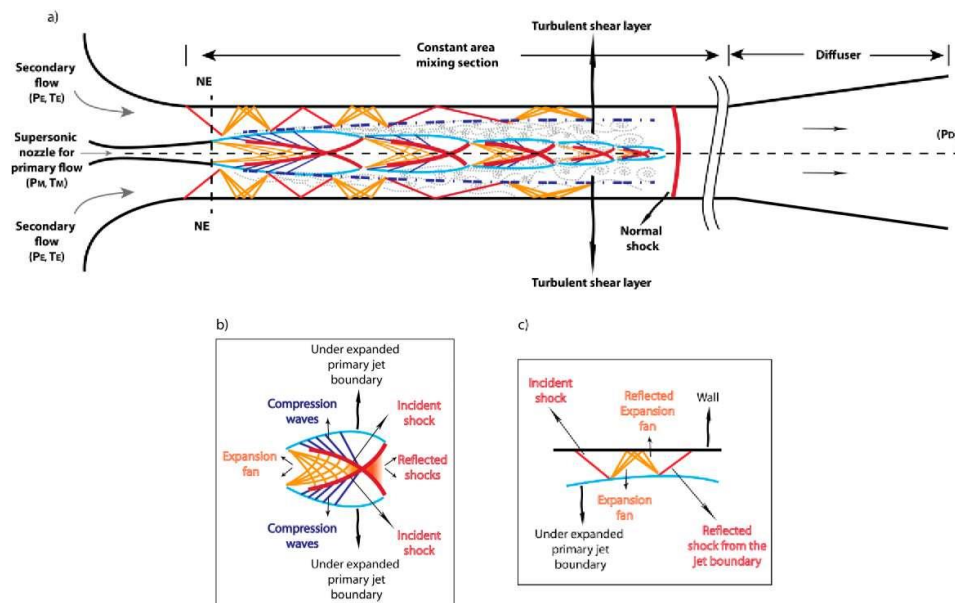


Fig. A.3 Representation of the flow structure in an ejector with an underexpanded motive fluid nozzle and choked entrained flow

3. Underexpanded Flow - The value of ϕ is reduced below optimal, causing a decrease in entrainment. The underexpanded motive jet spreads at the exit of the motive nozzle, restricting the flow area of the entrained fluid. The flow structure takes the form of Fig. A.3

Using experimental results, Nahdi et al. recognise that the entrainment ratio of an ejector is maximised when the primary nozzle is perfectly expanded and the entrained fluid reaches a choked condition. They identify, for a working fluid of R11,

the area ratio which maximises the ER, as a function of ejector compression ratio, P_D/P_E , and driving pressure ratio, P_M/P_D .

One Dimensional Model of an Optimal Ejector

Using this knowledge we can build a one-dimensional ejector model that captures the performance of an optimal ejector. Coupled with the definition for efficiency (Section 1), this model can be used to identify the ejector operating conditions conducive to high efficiency (Section 4).

Nahdi et al. identified the flow regime that maximised the ER for fixed conditions of operation. Since the reversible entrainment ratio is constant for fixed conditions of operation, the flow regime that maximizes the ER must also maximize the reversible entrainment ratio efficiency. Consequently, the purpose of this section is to model an ejector operating in this optimal flow regime. Using this knowledge we can build a one-dimensional ejector model that captures the performance of an optimal ejector. Coupled with the definition for efficiency (Section 1), this model can be used to identify the ejector operating conditions conducive to high efficiency (Section 4). To simplify the interpretation of results, an ideal gas ejector is modelled, with constant values of specific heats [25].

NozzleRegion

We begin by considering flow from the motive and entrained fluid inlets to the cross section NE in Fig. A.1. The inlet fluid pressures and temperatures are fixed, P_M , P_E , T_M , T_E . According to Section 3, the motive fluid nozzle is perfectly expanded, meaning that the static pressures of the motive and entrained streams are equal at NE. In addition, the entrained flow is choked at section NE, *i.e.* the Mach number is unity, such that further decreases in the downstream pressure cannot induce a higher mass flow rate. Considering the motive and entrained flows both to be isentropic and adiabatic, we may solve for the entrained fluid pressure and temperature at the nozzle exit, and then for the motive fluid Mach number and the motive fluid temperature at NE.

$$\frac{T_E}{T_{NE,E}} = 1 + \frac{\gamma-1}{2} \quad (\text{A.3})$$

$$\frac{P_M}{P_{NE,E}} = \left(1 + \frac{\gamma-1}{2}\right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}} \quad (\text{A.4})$$

$$\frac{P_M}{P_{NE,M}} = \left(1 + \frac{\gamma-1}{2} M_{NE,M}^2\right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}} \quad (\text{A.5})$$

$$\frac{T_M}{T_{NE,M}} = 1 + \frac{\gamma-1}{2} M_{NE,M}^2 \quad (\text{A.6})$$

In order to fix the capacity of the ejector, we fix the motive fluid throat area, AT . This allows the mass flow of the motive fluid to be calculated:

$$\dot{m}_M = \frac{\sqrt{\gamma} A_T P_M}{\sqrt{RT_M}} \left(1 + \frac{\gamma-1}{2}\right)^{-\frac{\gamma+1}{2(\gamma-1)}} \quad (\text{A.7})$$

At this point, the mass flow rate (and the flow area at NE) of the entrained fluid is yet to be determined. The modelling until this point is the same as Khoury et al., although their work does not allude to the motive nozzle being perfectly expanded to justify the uniformity of pressure across NE. In the present analysis, the motive nozzle exit is located at the entrance to the mixing region (Fig. 1). In many experimental configurations, the nozzle exit is upstream of the constant area region. Zhu et al. provide a detailed analysis of the influence of the axial position of the nozzle exit upon entrainment ratio [26].

Mixing Region

In the constant area mixing region, the mass, momentum, and energy conservation equations are applied between sections NE and U of Fig. 1. The fluid properties and velocity are taken to be uniform over the entrained flow area and motive flow area at NE and over the total flow area at U. Frictional forces on the fluid due to the no slip condition at the wall are assumed to be negligible.

$$\dot{m}_M + \dot{m}_E = \dot{m}_U \quad (\text{A.8})$$

$$P_{NE} A_{NE} + \dot{m}_M V_{NE,M} + \dot{m}_E V_{NE,E} = P_U A_U + \dot{m}_U V_U \quad (\text{A.9})$$

$$\dot{m}_M c_P T_{NE,M} + \dot{m}_E c_P T_{NE,E} = \dot{m}_U c_P T_U \quad (\text{A.10})$$

In addition, there is a relationship between the mixing chamber area and the flow areas at the exit of the motive nozzle.

$$A_{NE} = A_{NE,M} + A_{NE,E} = A_U \quad (A.11)$$

A number of these assumptions merit further discussion. The mixing process within an ejector is characterised by highly irreversible oblique and sometimes normal shocks coupled with dissipative processes within the shear layer between the motive and entrained fluids. Entropy generation within this region is driven by pressure, velocity and temperature differences, in axial and radial directions.

By employing a control volume approach, we are overlooking the details of the mixing process. Instead, by essentially varying the ratio of pressure, velocity and temperature, the motive and entrained fluids at NE and the pressure ratio between sections NE and U, we are essentially altering the scale of the disequilibria responsible for entropy generation. Examples of detailed experimental visualisations of internal flow structures are provided by Desevaux et al. and Dvorak et al., whilst numerical visualisations are provided by Desevaux et al., Hemidi et al, Bartosiewicz et al. and Sriveerakul et al.

By assuming properties and velocity to be uniform at section U in Fig. A.1, we intend the ratio of the mixing chamber length to diameter to be sufficiently large for the motive fluid core and the entrained fluid annulus to have mixed very well. The consequence of incomplete mixing is inadequate pressure recovery and compression within the diffuser. The axial length of the mixing section is dependent on the rate of mixing between the two streams. The higher the rate of mixing the greater would be the transverse spread (or growth) of the turbulent shear layer leading to a shorter axial length of the mixing region. Li et al. indicated that the optimum length varies greatly with the operation conditions. In numerical studies, one way to determine the appropriate mixing length is by employing a numerical dye tracer, as suggested by Bartosiewicz et al. Sriveerakul et al. also points out that as the mixing chamber is elongated, total pressure losses due to shear stress at the wall increase, implying that there is an optimal length of the mixing region [25].

Diffuser

Since the fluid velocity is considered to be uniform at cross section U in Fig. 1, the diffuser is modelled as isentropic.

$$\frac{T_D}{T_U} = 1 + \frac{\gamma-1}{2} M_U^2 \quad (\text{A.12})$$

$$\frac{P_D}{P_U} = \left(1 + \frac{\gamma-1}{2} M_U^2\right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}} \quad (\text{A.13})$$

In practice, the performance of the diffuser depends largely upon the completeness of mixing in the constant area section. Diffuser efficiency was reported by Varga et al to be within the range 0.5 to 0.9 depending on both temperature and area ratio. For an ejector of fixed mixing chamber length, the diffuser efficiency is a function of the back pressure. As back pressure increases, normal or oblique shocks will be pushed back into the mixing section, resulting in a more uniform flow at cross section U and consequently improved diffuser performance. This is clearly illustrated by Sriveerakul et al. [26].

Solution of Equations

Given the following relations for mass flow rate, Mach number and the speed of sound in an ideal gas, the set of equations provided above are closed and may be solved.

$$\dot{m} = \rho AV \quad (\text{A.14})$$

$$M = \frac{V}{c} \quad (\text{A.15})$$

$$c = \sqrt{\gamma RT} \quad (\text{A.16})$$

The equations are solved iteratively using the non-linear equation solver provided by Engineering Equation Solver subject to the restriction that the Mach number obtained at cross section U must be subsonic. For compression applications, the conditions of the fluid obtained at the diffuser exit should be as close as possible to stagnation (zero velocity). Consequently, the flow must be subsonic at the diffuser exit, and preferably within the entire diffuser. For a set of operational conditions (inlet fluid states and discharge pressure), we may calculate the following key variables:

1. The ejector area ratio of A_C/A_T

2. The entrainment ratio, ER

Results

By the given model of an optimal ejector presented in Section 3, the authors now seek the conditions of operation that maximize ejector efficiency. They begin by considering the variation in ejector efficiency and area ratio with the compression ratio in Fig. A.4. As the compression ratio decreases, the entrainment ratio of the optimal ejector increases at a faster rate than the reversible entrainment ratio, resulting in improved efficiency. Meanwhile, as the compression ratio drops, the optimal area ratio of the mixing chamber to the ejector throat increases to accommodate a greater flow rate of entrained fluid.

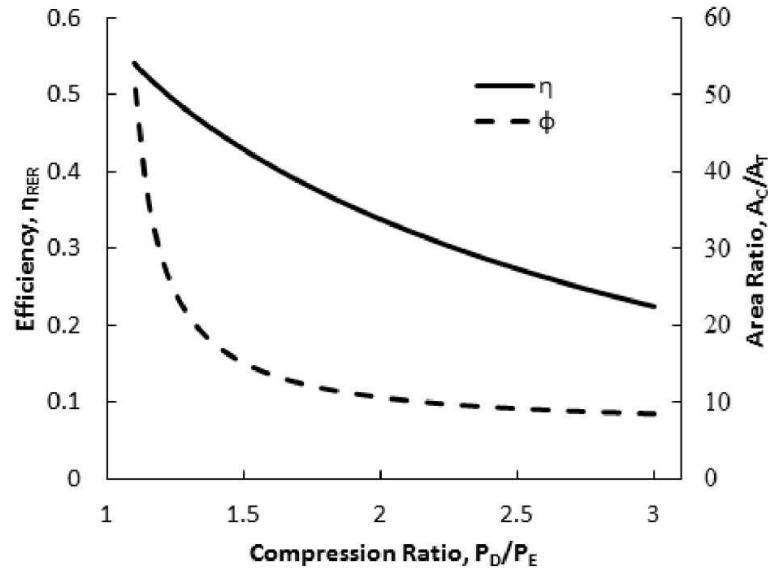


Fig. A.4. Efficiency and area ratio for a driving pressure ratio of $P_M/P_D=5$ and an inlet temperature ratio of $T_M/T_E=1$

Figure A.5 illustrates the effect of the driving pressure ratio upon the ejector efficiency and area ratio. The ejector efficiency is less sensitive to the driving pressure ratio of the ejector than the compression ratio. As the driving pressure ratio increases, the area ratio of the ejector also increases, resulting in an ejector that is larger in size.

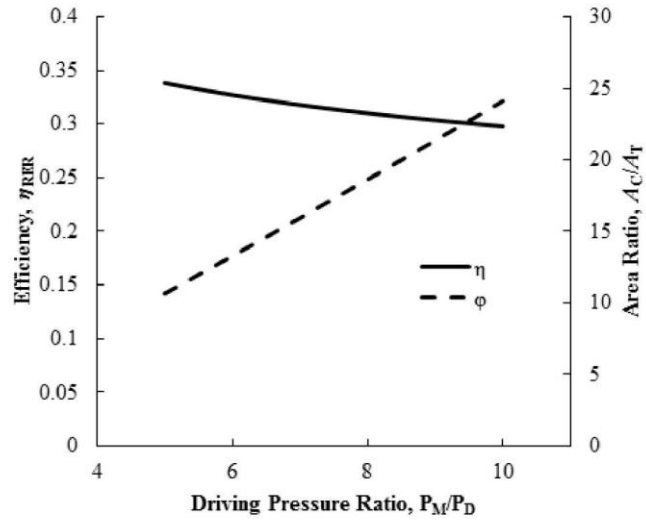


Fig. A.5 Efficiency and area ratio for a compression ratio of $P_D/P_E=2$ and an inlet temperature ratio

Finally, they consider the effect of the inlet temperature ratio. In Fig. A.5, the efficiency of the ejector reaches a maximum at an inlet temperature ratio just above unity. This is the point where the temperature difference between the motive and entrained streams at the nozzle exit is minimum. Also, the ejector area ratio is insensitive to the inlet temperature ratio [27].

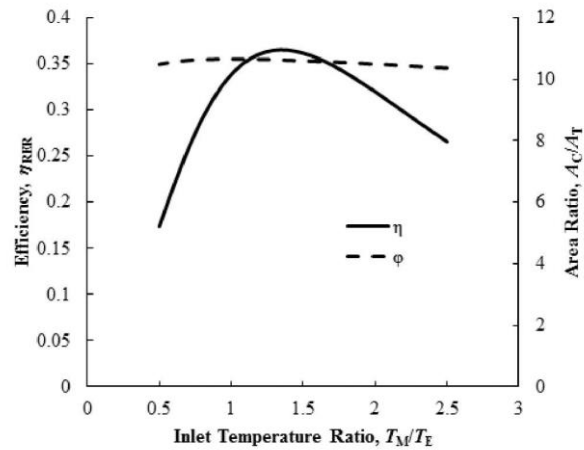


Fig. A.6 Efficiency and area ratio for a driving pressure ratio of $P_M/P_D=5$ and an inlet temperature ratio of $T_d/T_e=2$

Conclusions

Using a simple model of an optimal ejector, a parametric study has been performed to identify operating conditions conducive to high ejector efficiency. This optimal ejector is designed such that the motive fluid nozzle is perfectly expanded and the entrained fluid is choked at the entrance to the constant area mixing section. The following is concluded from the parametric study:

- The efficiency of an ideal gas ejector is the highest when the design is for conditions of low compression ratio and low driving pressure ratio.
- At low compression ratios the area ratio of the mixing section to the motive nozzle throat increases, indicating that the required size of the ejector increases.
- As the driving pressure ratio increases, the required size of the ejector increases.
- An optimal inlet temperature ratio of the inlet fluids appears to exist for fixed inlet and discharge pressures, although the ejector area ratio appears insensitive to the inlet temperature ratio.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(обязательное)

Территориальная составляющая запасов низконапорного газа

Регион	Оценка уровня запасов
1. Северные районы европейской части России	Суммарные начальные ресурсы газа в северных районах европейской части России оценены в объеме 2,4 трлн. м ³ . Разведанность ресурсов к 2001 году составила 56%. Такая степень разведанности свидетельствует о том, что регион уже прошел этап крупных открытий, характеризующейся высокой эффективностью поисково-разведочных работ, и в дальнейшем подготовка запасов будет связана с большими затратами бурения, поскольку глубоким бурением регион изучен неравномерно. Учитывая степень выработанности и разведанности существующих месторождений европейской части России, величина запасов низконапорного газа составляет порядка 240 млрд. м ³ .
2. Северо-Кавказский район	Начальные суммарные ресурсы газа Северного Кавказа оценены в 2,02 трлн. м ³ . Регион является наиболее изученным в России. Накопленная добыча в нем (675 млрд. м ³) вдвое превышает разведанные запасы (320 млрд. м ³). Разведанность ресурсов составляет 59%. Перспективы открытия небольших по запасам месторождений имеются в Краснодарском, Ставропольском краях, в Дагестане (в регионе за 2001-2100 годы можно открыть не менее 400 месторождений с общими запасами порядка 360 млрд.м ³). Запасы низконапорного газа на Северном Кавказе не превышают 200 млрд. м ³ в связи с большой долей истощенности разведанных на данный момент ресурсов.
3. Уральский район	Потенциальные ресурсы газа Уральского региона оценены в 3655 млрд. м ³ и разведаны на 60%. Практически все ресурсы представлены сероводородсодержащим газом. Это обстоятельство осложняет технологию его добычи и транспортировки. В регионе возможен лишь небольшой прирост запасов, причем все вновь открываемые месторождения будут мелкими. По прогнозам, к 2030 году годовая добыча упадет до 6 млрд. м ³ , а к 2060 г. до 3 млрд. м ³ . До конца столетия она может сохраниться на уровне 2-3 млрд. м ³ . При этом будут вовлекаться в освоение ресурсы Башкортостана и Пермской области. В этих регионах уже подготовлено около 100 млрд. м ³ сероводородсодержащего газа. Запасы низконапорного газа в течение нескольких ближайших десятилетий имеют тенденцию к увеличению из-за того, что регион находится в режиме падающей добычи, и на данный момент составляют около 300 млрд. м ³ .
4. Поволжский район	Начальные суммарные ресурсы газа Поволжского района оценены в 10224 млрд. м ³ . Практически все ресурсы представлены высоко сернистым газом, залегающим на больших глубинах. В южной части района в 1968 году открыто крупнейшее в Европе газоконденсатное месторождение, запасы которого достаточны для добычи более 100 млрд. м ³ газа в год. Однако особый состав газа (до 25% H ₂ S и 20% CO ₂), требующий его глубокой переработки, а также отсутствие технических решений для дальнего транспорта высокосернистого газа на незагруженные перерабатывающие предприятия ограничивают возможности добычи в адекватных запасах объемах. Кроме того, высокосернистый газ является сырьем для химического производства. Запасы низконапорного газа в Поволжском районе составляют около 400 млрд. м ³ .
5. Западная Сибирь	Западная Сибирь - основной газодобывающий центр России. На нее приходится почти 90% общероссийской добычи газа. Основным газодобывающим районом страны на рассматриваемую перспективу остается ЯНАО, где сосредоточено 72% всех запасов России. Падение добычи в регионе прогнозируется только после 2030 года

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЕ Б

5.1. Надым-Пур-Тазовский район	Начальные суммарные ресурсы оценены в 64,2 трлн. м³. К настоящему времени из них 48% уже разведаны. Наиболее доступные для добычи ресурсы региона (сеноманский комплекс) разведаны на 61%, а запасы выработаны на 36%. После открытий главных месторождений в 1966-1970 гг., когда за короткий срок были выявлены почти все месторождения-гиганты района, последовали открытия менее крупных месторождений. Средние запасы постепенно снизились к 1986-1990 гг. до 25 млрд. м³, а к 2000 г. до 8-9 млрд. м³. В дальнейшем до 2030 г. средние запасы месторождений прогнозируются на уровне 8 млрд. м³, в период 2030 -2060 гг. - 4 млрд. м³, а за 2060 г. - 2 млрд. м³. Прирост запасов может составить в XXI веке 9,0 трлн. м³, в т.ч. до 2030 г. - 6 трлн. м³. Годовая добыча в районе упадет с 530 млрд. м³ в 2000 году, до 310 млрд. м³ в 2030 году. Основные месторождения: 1) Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение, открыто в 1969 году, разработка начата в 1980 году. Общие геологические запасы оцениваются 8,2 трлн м³ природного газа. Выработанность месторождения – около 50%. 2) Уренгойское месторождение природного газа, третье в мире по величине пластовых запасов, которые превышают 10 трлн. м³, что составляет 65,63% от общих геологических запасов месторождения. 3) Медвежье месторождение характеризуется высокой выработанностью (83,2%) и как следствие большими запасами низконапорного газа. По прогнозам экспертов, окончание периода проектной разработки Медвежьего и начало жизни месторождения за счет низконапорного газа ожидается в 2016-2017 году
5.2. Ямальский район.	Суммарные начальные ресурсы газа на полуострове оценены в 20,7 трлн. м³. Разведанные запасы составляют 10,4 трлн. м³ и пока не разрабатываются. Это ближайший резерв газовой промышленности, который уже в конце первого десятилетия намечено использовать для компенсации падения добычи в Надым-Пур-Тазовском регионе. Разведанность ресурсов региона - 50%, а основного, неокомского комплекса - 66%. Структура неразведанной части позволяет с большой степенью надежности прогнозировать прирост запасов газа до 2100 года в объеме около 4,5 трлн. м³, в том числе. 2,5 трлн. м³ в первое тридцатилетие. Разведанность начальных суммарных запасов достигнет 72%, а выработанность запасов – 60%. Неизвлекаемая часть запасов газа в месторождениях полуострова Ямал в 2001 г. оценивалась в 1,5 трлн. м³, а к 2100 году она вырастет до 2,2 млрд. м³. Запасы низконапорного газа к этому сроку составят около 3 трлн. м³.
5.3. Гыданский район	Начальные суммарные ресурсы полуострова оценены в 9,7 трлн. м³. Это наименее изученный район севера Западной Сибири. Ресурсы его разведаны только на 10%. Начало разработки месторождений намечено на 2025 год. Добыча газа через пять лет, т.е. к 2030 г., должна достигнуть 30 млрд. м³, а к 2040 г. максимума - 50 млрд. м³. Период постоянной добычи продолжится 30 лет. За период 2025-2100 гг. прогнозируется всего добыть 3,7 трлн. м³. Для обеспечения таких уровней добычи необходимо прирастить 3,9 трлн. м³ запасов. Разведанность ресурсов достигнет 52%. Из-за того, что Гыданский район является слабоизученным, на данный момент не установлен даже примерный уровень запасов низконапорного газа: более того, в отношении этой территории данная проблема пока вовсе не стоит.
6. Восточная Сибирь и Дальний Восток	Восточно-Сибирская платформа - обширная, перспективная нефтегазовая область, относится к наименее изученным территориям России. Начальные суммарные ресурсы газа территории оценены в 42,5 трлн. м³. (В этих ресурсах 25,1 трлн. м³ или 63,5% всей неразведанной части отнесены к малодостоверной категории D2). Ресурсы Восточной Сибири сопоставимы с ресурсами Надым-Пур-Тазовского района Западной Сибири – основного центра добычи газа России. Разведанные запасы газа Восточно-Сибирской платформы составляют свыше 2 трлн. м³.