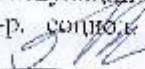


МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
Кафедра математических методов, информационных технологий и систем
управления в экономике

ДОПУЩЕНО К ЗАЩИТЕ В
ГЭК И ПРОВЕРЕНО ПО
ОБЪЕМ ЗАИМСТВОВАНИЯ
Заведующий кафедрой
д-р. социол. наук, профессор
 Г.Ф. Ромашкина
«12» декабря 201_

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБЕСПОЩЕНИЕ МОДЕРНИЗАЦИИ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА
(магистерская диссертация)

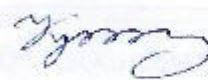
38.04.01 Экономика: Экономика фирмы и отраслевых рынков

Выполнила
Студентка 3 курса
заочной формы обучения



Кротова
Ксения
Павловна

Научный руководитель
канд. экон. наук, доцент



Крыкашовский
Олег
Андреевич

Рецензент
Руководитель управления Федеральной
службы Государственной статистики
канд. экон. наук, доцент



Менова
Надежда
Феоктистовна

Тюмень, 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1. ПРОЕКТ МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА: ОБЩАЯ ТЕОРИЯ И МЕТОДИКА.....	9
1.1. Модернизация существующих технологических процессов как объект исследования, основные понятия и определения	9
1.2. Технологический процесс подготовки природного газа и общие принципы его возможной модернизации	17
1.3. Сущность и основные методики экономической оценки инвестиционных проектов	24
1.4. Методы экономической оценки проектов в нефтегазовой отрасли ...	32
ГЛАВА 2. АНАЛИЗ УСЛОВИЙ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА МОДЕРНИЗАЦИИ ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА.....	42
2.1. Современное состояние газовой отрасли России, основные тенденции в технологии переработки углеводородного сырья, российский и зарубежный опыт	42
2.2. Опыт и методика успешной реализации модернизации технологического процесса подготовки природного газа на предприятиях газовой промышленности	55
2.3. Организационно-правовая характеристика и анализ основных экономических показателей хозяйственной деятельности предприятия, реализующего проект модернизации.....	58
ГЛАВА 3. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПУТЕМ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА В КОНЦЕВОМ СЕПАРАТОРЕ.....	66
3.1. Краткая характеристика проекта.....	66
3.2. Модель и регламент проекта	71
3.3. Расчет затрат на реализацию проекта.....	77

3.4. Экономическое обоснование проекта.....	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	91
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	95
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	96
ПРИЛОЖЕНИЯ	106

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Газодобывающая промышленность является одной из важнейших составляющих топливно-энергетического комплекса России. Колоссальные разведанные природные запасы обеспечивают стране ведущие позиции в мире по объему производства углеводородного сырья и сопутствующих компонентов.

Доходы от продажи газа в России и за рубежом составляют значительную часть бюджета России и позволяют отстаивать свои стратегические интересы. Повышение эффективности производства газа и улучшение его качественных характеристик являются главными задачами, которые требуют инвестиционных вложений. Актуальность темы исследования определяют цели и задачи диссертации.

Цели и задачи исследования. Целью магистерской работы является совершенствование методов технико-экономического обоснования модернизации технологического процесса подготовки природного газа.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- 1) изучить понятие «модернизация» как объекта исследования с точки зрения различных ученых-исследователей;
- 2) рассмотреть технологический процесс подготовки природного газа и общие принципы его возможной модернизации;
- 3) рассмотреть основные методики экономической оценки инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли;
- 4) исследовать современное состояние газовой отрасли в России;
- 5) исследовать основные тенденции в технологии переработки углеводородного сырья, российский и зарубежный опыт;
- 6) провести анализ основных экономических показателей хозяйственной деятельности предприятия, реализующего проект;

7) провести технико-экономическое обоснование модернизации технологического процесса подготовки природного газа, и сделать вывод о целесообразности применения технологии на предприятиях отрасли.

Объект и предмет исследования. Объектом исследования является технологический процесс подготовки природного газа. Предметом магистерской диссертации является проект модернизации технологического процесса подготовки природного газа.

Методологическая, теоретическая и информационная база исследования. Теоретической базой исследования послужили труды В. В. Остошенко, Л. Куракова, А. Н. Азрилияна, Б. А. Райзенберга, Л. Ш. Лозовского, Е. Б. Стародубцевой. В качестве информационной базы использовались проектные документы на модернизации технологических процессов подготовки природного газа, отчетные документы газодобывающих компаний, отчетность, опубликованная в средствах массовой информации, законодательные и нормативно-правовые документы. В работе также использовалась информация, полученная из периодической печати и материалов научно-практических конференций по исследуемой теме.

Методологический инструментарий исследования базируется на общенаучных и специальных методах познания: диалектическом, сравнительном и логическом анализе, системном подходе. В процессе исследования использовались методы группировки данных, систематизация теоретического и практического материала, логическое обобщение, статистический метод. В работе активно применялись графические методы анализа как в качестве иллюстративного материала, так и для анализа массива данных.

Научная новизна диссертационного исследования заключается в развитии теоретическо-методических подходов к оценке проекта модернизации технологического процесса подготовки природного газа. Пункты научной новизны:

1. На основе анализа существующих определений понятий «модернизация» и «технологический процесс» разработано авторское определение «модернизации технологического процесса».

2. На основании анализа отечественного и зарубежного опыта оценки эффективности инвестиционных проектов установлена необходимость их ориентации на долгосрочный период. Следовательно, возникает необходимость ранжирования используемых при расчете показателей и выделения приоритетного.

3. Изучены и обозначены основные проблемы и направления модернизации газовой отрасли в России, и выявлено, что одним из наиболее выгодных и легко реализуемых направлений является модернизация технологии подготовки газа на промыслах.

Теоретическая значимость работы состоит в развитии теоретико-методических подходов к технико-экономической оценке модернизации технологического процесса подготовки природного газа. **Практическая значимость результатов исследований** заключается в оценке перспектив применения технологии модернизации технологического процесса подготовки природного газа на предприятиях газовой отрасли.

Апробация работы. Результаты исследований были представлены на LI Международной научно-практической конференции «Молодой исследователь: вызовы и перспективы» (г. Москва, 2017 г.). На основе магистерской диссертации опубликована 1 статья.

Структура работы. Магистерская работа состоит из введения, трех глав основного содержания, заключения, списка сокращений, списка литературы и приложений. Текст работы изложен на 110 страницах и включает: 6 рисунков, 37 таблиц, 5 листов приложений. Список литературы включает 75 наименований.

Во введении обоснована актуальность выбранной темы, сформулированы цель и задачи, объект и предмет исследования, отражена научная новизна и практическая значимость результатов исследования.

В первой главе работы исследованы содержательные аспекты категории «модернизация», охарактеризованы технологии подготовки газа, возможные способы модернизации и методы оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли.

Во второй главе рассматривается газовая промышленность России, ее особенности и перспективы развития. Представлен опыт успешной реализации модернизаций на предприятиях газовой индустрии.

В третьей главе проведено технико-экономическое обоснование пилотного проекта модернизации технологического процесса подготовки природного газа, рекомендуемый для внедрения в производство всей отрасли.

В заключении приведены основные выводы по результатам исследования.

ГЛАВА 1. ПРОЕКТ МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА: ОБЩАЯ ТЕОРИЯ И МЕТОДИКА

1.1. Модернизация существующих технологических процессов как объект исследования, основные понятия и определения

Модернизацию многие экономисты (В. В. Остошенко, Л. Кураков, А. Н. Азрилиян, Б. А. Райзенберг, Л. Ш. Лозовский, Е. Б. Стародубцева) относят к обновлению объекта, приведением его в соответствие с техническими требованиями и нормами (физический износ). Если вышеуказанные авторы определяют модернизацию как следствие только физического износа, то авторы [61] приводят следующее определение: «Модернизация – усовершенствование, улучшение, обновление машин, оборудования, технологических процессов в соответствии с новейшими достижениями науки и техники, требованиями и нормами, техническими условиями», откуда видно, что к физическому износу добавляется еще и моральный. Такое же определение просматривается и в работах источников [3, 4, 61, 62].

В работах А. Н. Азрилияна приводится следующее определение: «Модернизация оборудования – частичное улучшение конструкции оборудования в целях увеличения производительности труда, облегчения условий труда, повышения качества продукции, изготавливаемой на нем. Модернизация действующего на предприятии оборудования может выполняться самостоятельно, но чаще проводится с капитальным ремонтом его». Откуда видно, что модернизация определяется как частичное улучшение объекта, вследствие физического или морального износа, и направлена на повышение качества и/или количества продукции и увеличение производительности труда [2, с. 177].

Анализ определений понятия «модернизация» не позволяет выделить четко сформулированного и единого среди экономистов мнения и приведен в таблице

1.1.

Таблица 1.1

Анализ определений понятия «модернизация» в трудах ученых-исследователей

Определение	Автор	Комментарии
Модернизация (от фр. <i>moderne</i> – новейший, современный) – преобразование, усовершенствование чего-либо в соответствии с современными требованиями	Острошенко В. В. [49]	Основное содержание – обновление объекта, приведение в соответствие с техническими требованиями и нормами (физический износ)
Модернизация – усовершенствование, улучшение, обновление машин, оборудования, технологических процессов в соответствии с новейшими достижениями науки и техники, требованиями и нормами, техническими условиями	Словарь бизнес терминов [61]	Основное содержание – обновление объекта вследствие физического и морального износов
Модернизация (от греч. <i>modeme</i> – новейший) – усовершенствование, улучшение, обновление объекта, приведение его в соответствие с новыми требованиями и нормами, техническими условиями, показателями качества	К. Ф. Амиров, Л. П. Кураков [1]	Основное содержание – обновление объекта, приведение в соответствие с техническими требованиями и нормами (физический износ)
Модернизация оборудования – частичное улучшение конструкции оборудования в целях увеличения производительности, облегчения условий труда и повышения качества продукции, изготавливаемой на нем. Модернизация действующего на предприятиях оборудования может выполняться самостоятельно, но чаще производится с капитальным ремонтом	А. Н. Азрилиян [3]	Основное содержание: – частичное улучшение объекта, вследствие физического или морального износа; – повышение качества и/или количества продукции и увеличение производительности труда
Модернизация – проведение работ по замене оборудования или отдельных узлов на новые и более эффективные. Как правило, вызвано моральным износом оборудования. Задачей проведения работ по модернизации является продление срока эксплуатации актива, повышение качества или количества готовой продукции, снижение расходов на обслуживание актива	Словарь терминов по управленческому учету [62]	Основное содержание: – частичное либо полное улучшение объекта, вследствие морального износа; – повышение качества и/или количества продукции и увеличение производительности труда

Продолжение таблицы 1.1

Определение	Автор	Комментарии
Модернизация. Затраты производимые в целях улучшения первоначально принятых нормативных показателей функционирования объекта основных средств. В результате проведенной реконструкции или модернизации организацией пересматривается срок полезного использования по этому объекту	Учет основных средств (ПБУ 6/01) [46]	Основное содержание – частичное улучшение объекта
Модернизация (от фр. Moderniser от moderne – современный) – ввод усовершенствований, отвечающим современным требованиям	Большой экономический словарь [4]	Основное содержание – обновление объекта, приведение в соответствие с техническими требованиями и нормами (физический износ)
Модернизация оборудования – частичное улучшение конструкции оборудования в целях увеличения производительности труда, облегчения условий труда повышения качества продукции, изготавливаемой на нем. Модернизация действующего на предприятии оборудования может выполняться самостоятельно, но чаще проводится с капитальным ремонтом	Большой экономический словарь [4]	Основное содержание: – частичное улучшение объекта, вследствие физического или морального износа; – повышение качества и/или количества продукции и увеличение производительности труда
Модернизация (от греч. Moderne – новейший) – усовершенствование, улучшение, обновление объекта, приведение его в соответствие с новыми требованиями и нормами, техническими условиями, показателями качества. Модернизируется в основном машины, оборудование, технологические процессы	Райзенберг Б.А. [56]	Основное содержание – обновление объекта, приведение в соответствие с техническими требованиями и нормами (физический износ)

Источник: [2, с. 178]

Большинство авторов связывают понятие модернизации с усовершенствованием объекта, приведение его в соответствие с обновленными требованиями и нормами, показателями качества, техническими условиями.

Ряд ученых в своих работах помимо понятий раскрывают сущность технологической модернизации, ее характеристики и факторы. Так, по мнению О. В. Желтковой, технологическая модернизация – это процесс

количественного и качественного преобразования социально-экономической системы государства и структуры экономики, реализующейся на основе применения инновационных инструментов и способов производства новых услуг, товаров и знаний [23, с. 245].

Суть технологической модернизации промышленности применительно к нынешнему периоду научно-технического прогресса определяется Ж. А. Ермаковой, как взаимозависимое изменение материально-технологической базы комплекса отраслей на основе введения технологических инноваций и формирования региональных межотраслевых новаторских взаимосвязей по специфическим направлениям конкретных производств. В отличие от других существующих определений, предложенное отражает качественные изменения технологической базы промышленного комплекса региона на основе передачи в производство важнейших достижений науки и техники [23, с. 245].

Если рассматривать понятие модернизации применительно к технологическому процессу, то можно сформулировать следующее определение: ввод усовершенствований, обновлений приводящих к качественно иным характеристикам данного процесса, повышению производительности, качества продукции, обеспечению экологичности производства и прочее.

По мнению автора [19] существует два вида (метода) модернизации:

1. Экстенсивный метод характеризуется неизменностью технологии процесса, при этом в сам процесс инвестиции не вносятся. В модернизацию входят увеличение количества цехов, формирование новых производственных мощностей, улучшение оснащения, повышение числа оборудования в цехах.

2. Интенсивный метод предполагает усовершенствование технологического процесса, посредством внедрения новшеств в принципы и методы работы. Меняется структура производства, применяются новые технологии.

В современных экономических условиях крайне редко применяется один из методов модернизации самостоятельно. Обычно применяется смешение обоих видов.

Обычно модернизация затрагивает следующие сферы деятельности предприятия:

1. Автоматизация. Данная сфера способствует повышению эффективности деятельности предприятия в результате экономии на дополнительном персонале и за счет наращивания объема выработанной продукции за смену.

2. Механизация. Усовершенствование механической части оборудования влечет за собой усовершенствование рабочих ресурсов, сокращение затрат на ремонтные работы, снижение периода простоя оборудования. Результат добивается вследствие внедрения современного оборудования с более высоким эксплуатационным ресурсом, тем самым возрастает количество и качество выработанной продукции.

3. Инновационные технологии. Модернизация технологических процессов производства предоставляет возможность изготавливать высококачественную продукцию с повышенной добавочной стоимостью, которая будет популярна и востребована на рынке.

4. Модернизация энергетического сектора. Данная сфера включает в себя снижение затрат на электроэнергию, за счет оснащения производства энергосберегающими устройствами [19].

По мнению Ефремовой С. М. современные положения хозяйствования промышленных предприятий характеризуются с одной стороны ускорением процессов глобализации и формирование постиндустриальных обществ, а с другой – потребностью скорейшей модернизации техники и технологий на инновационной базе с целью обеспечения конкурентоспособности экономики и удержания данного положения в перспективе [11, с. 1].

Новое качество модернизации на базе инновационного становления подразумевает преодоление противоречия между необходимостью экономики

государства в прорыве к инновационному методу развития, результаты которого считаются базовыми условиями конкурентоспособности и стабильного социо-эколого-экономического роста и препятствующими ему современными реалиями - недооценкой природоохранных проблем в массовом сознании, односторонней ресурсоориентированной модификации экономики, исключение показателей экологической безопасности в планировании и реализации проектов [11, с. 1-2].

В настоящее время ведущими факторами формирования любой хозяйствующей системы считаются инновационные, состоящие из системной техники нового поколения, новых технологий, новой организации труда и производства, новой мотивационной концепции, предпринимательства. Именно эти инновационные компоненты в комплексе способны изменить производственную сферу, обновляя промышленный аппарат, подготавливая и побуждая человека результативно его применять. Указанные факторы формирования хозяйственных систем позволяют систематизировать и разработать комплекс основных причин принятия решения о модернизации промышленного производства с точки зрения их макро и микро обоснования, приведенные в таблице 1.2 [11, с. 2].

Таблица 1.2

Основные причины принятия решения о модернизации промышленного
предприятия

Макроэкономические причины	Микроэкономические причины
Социальные - социальный прогресс; - состояние демографического потенциала; - реструктуризация различных социальных институтов	Производственные - освоение производства новых видов продукции с низким уровнем эколого-экономической эффективности; - формирование позитивного экологического имиджа производства; - обеспечение устойчивого роста и оптимальной структуры производства продукции
Политические - образование централизованных государств; - возрастание политической активности масс; - развитие и распространение современных институтов и практик	Организационные - использование устаревших технологий и оборудования; - сокращение трудоемкости производственных процессов

Продолжение таблицы 1.2

Макроэкономические причины	Микроэкономические причины
<p>Институциональные</p> <ul style="list-style-type: none"> - государственная политика, направленная на модернизацию общества и экономики; - низкий уровень экологического образования; - неэффективная отраслевая структура промышленного производства 	<p>Ресурсные</p> <ul style="list-style-type: none"> - экстенсивное использование природных ресурсов; - сокращение производственных и непроизводственных потерь ресурсов; - использование отходов в качестве дополнительных источников сырья
<p>Экологические</p> <ul style="list-style-type: none"> - техногенное загрязнение территории; - нарушение взаимосвязи экологических систем; - сокращение продолжительности и качества жизни населения 	<p>Рыночные</p> <ul style="list-style-type: none"> - законы спроса и предложения, определяющие экономический механизм связи между производством и потреблением - низкая емкость внутреннего рынка промышленной продукции
<p>Социокультурные</p> <ul style="list-style-type: none"> - социокультурный прогресс; - изменение социокультурных традиций; - социокультурная динамика национальных экономик 	<p>Инвестиционные</p> <ul style="list-style-type: none"> - инвестиционная непривлекательность отрасли и недостаточность оборотных средств; - создание экологически безопасного производства; - создание стабильной материально-технической базы
<p>Экономические</p> <ul style="list-style-type: none"> - обеспечение устойчивого экономического роста; - технологическое развитие; - сокращение объемов и качества сырьевой базы 	<p>Финансовые</p> <ul style="list-style-type: none"> - повысить качество прибыли и значительно увеличить оборот; - снижение издержек за счет технической модернизации

Источник: [11, с. 3]

На данный момент сформировалась ситуация, при которой не всегда руководители промышленных предприятий собираются инвестировать огромные финансовые ресурсы в обновление парка технологического оборудования, и при этом времят с решением экологических вопросов. При создании концепции нового производства (или реконструкции существующего), новые технологические задачи должны выполнять оптимизацию перемещения запасов и снабжение ими производства, минимизирование продолжительности производственного цикла, снижение потерь и простоев, усовершенствование целой технологической цепочки

производственна. Основные направления модернизации промышленного производства представлены в таблице 1.3 [11, с. 3-4].

Направления модернизации промышленного производства

Пути модернизации промышленного предприятия	Частичное улучшение технологии	<ul style="list-style-type: none"> – Оценка потребности предприятия в модернизации оборудования и технологии; – Выбор и разработка планировочного решения расстановки существующего и вновь закупаемого оборудования в рамках единой технологической цепи; – Выбор нового оборудования в рамках всей технологии производства; – Разработка и выбор уникального технологического оборудования, способного решить многоцелевые задачи модернизации
	Модернизация производства в рамках существующей технологии	<ul style="list-style-type: none"> – Выявление «узких мест» в технологии; – «Расшивка узких мест» с помощью самостоятельно изготовленных специальных приспособлений; – Определение влияния «узких мест» на применение технологии на смежных участках, воздействие на окружающую среду; – Составление схемы «производительности материального потока», с определением элементов системы, за счет которых возможно улучшение, или какие из них требуют замены на аналогичные по производительности; – Сопоставление затрат на улучшение и замену оборудования в рамках существующей технологии и прогнозирование экономических характеристик производства и реализации
	Кардинальная смена технологии/или оборудования	<ul style="list-style-type: none"> – Появление спроса на продукцию с качественно новыми характеристиками (дизайн, потребительные свойства, экологическая безопасность, надежность); – Расчет финансовой нагрузки и оценка рисков колебания спроса; – Укрупнение и выстраивание цеха в последовательности движения производственного цикла изготовления продукта (соответственно, переносить при этом устаревшее оборудование нецелесообразно)
	Модернизация части технологической цепочки	<ul style="list-style-type: none"> – Проектирование и изготовление специальных устройств, как небольших узлов, так и солидных технологических установок

Источник: [11, с. 3]

Эффективность модернизации производственных процессов предприятий газовой индустрии должна рассматриваться с разных аспектов: экономических, социальных, экологических и технологических. Данные аспекты должны рассматриваться в комплексе.

Следовательно, в способы оценки эффективности инвестиционных проектов модернизации производственных процессов необходимо включить многокритериальный подход.

Для обоснования проекта модернизации необходимо ссылаются на следующие ключевые критерии:

- максимальная экономическая эффективность;
- максимальная технологичность процесса;
- максимальная экологичность технологии.

1.2. Технологический процесс подготовки природного газа и общие принципы его возможной модернизации

В литературе [29, 32, 38, 65] все углеводородные газы по их происхождению разделяют на две основные группы: природные газы и газы, получаемые при первичной и вторичной переработках углеводородного сырья.

Природный газ, добываемый из земных недр, в зависимости от условий и места залегания имеет различный состав. Углеводородные газы могут быть извлечены из месторождений трех видов: чисто газовых, газоконденсатных и нефтяных.

Газ чисто газовых месторождений в основном состоит из метана, процентное содержание которого в них составляет порядка 98 %. Такой газ чаще всего называют сухим.

Газ газоконденсатных месторождений по составу схожи с попутным нефтяным, однако выносятся на поверхность в виде смеси конденсата и газа, другими словами более тяжелые углеводороды в газе сконденсированы в небольших количествах.

Попутный нефтяной газ сопровождает сырую нефть, который в условиях пластового давления растворен в ней и выделяющийся в процессе ее добычи. Этот газ содержат 30-80 % метана, 10-26 % этана, 7-22 % пропана, 4-7 % бутана и изобутана, 1-3 % н-пентана и высших н-алканов, а также сероводород,

диоксид углерода, инертные газы. Данный газ чаще всего называют «жирным» [32].

Газ, получаемый при первичной и вторичной переработках углеводородного сырья, в своем составе содержит помимо предельных парафиновых углеводородов непредельные, например олефины, а также водород и сероводород.

Подготовкой газа называют технологический процесс, осуществляемый с целью доведения качества газа до соответствующих норм и требований, при соблюдении которых поддерживается бесперебойная транспортировка по магистральному газопроводу, а также реализация и безопасное потребление.

Подготовка газа к транспорту и переработке заключается в обработке и удалении из добытого «голубого» топлива компонентов, затрудняющих транспортировку по газопроводу. Наличие в газе воды, жидких углеводородов, агрессивных и механических включений способствуют значительному снижению пропускной способности газопроводов, увеличению расхода различных ингибиторов, усилению их коррозионной активности, к необходимости повышения мощностей газокompрессорных станций, снижению надёжности работы технологического парка, повышению вероятности аварийных ситуаций на газокompрессорных станциях и линейных частях газопроводов.

Авторы литературы [7] отмечают, что подготовка и переработка газа содержит в себе ряд особенностей, которые значительно оказывают влияние на выбор той или иной схемы, среди них можно отметить следующие:

1) снижение пластового давления по ходу эксплуатации скважины уменьшает давление сырьевого газа на входе установки его подготовки, для поддержания давления на требуемом уровне со временем необходимо устанавливать дополнительное оборудование (турбодетандерные агрегаты (ТДА), насосы, теплообменники);

2) снижение давление по ходу эксплуатации месторождения значительно изменяет состав сырьевого газа, при этом происходит изменение соотношения

легких и тяжелых углеводородов (концентрация легких увеличивается), а также уменьшение выхода конденсата на газоконденсатных месторождениях;

3) изменение состава сырьевого газа влечет за собой изменения технологического режима в аппаратах и на производстве в целом.

Учитывая вышеперечисленные особенности и разнообразие составов газов, добывающих из разных месторождений, выбор схемы подготовки к транспортировке и переработке данного сырья является итогом предварительной технико-экономической проработки. Существуют основные принципы производства, которые учитывают:

- состав и производительность сырьевого газа;
- требования к качеству и ассортименту конечных товарных продуктов;
- требования к минимизации энергопотребления;
- диапазон количества и состава сырьевого газа, обеспечивающий бесперебойную работу производства.

С. В. Вержичинская [7] отмечает, что основными процессами подготовки сырьевого газа являются следующие:

- сепарация капельной жидкости (пластовая вода);
- сепарация конденсата (жидкая фаза, выходящая из скважины);
- отделение механических включений;
- отделение химических примесей (сероводород, углекислый газ, меркаптаны);
- осушка газа, обеспечивающая требуемую точку росы (по влаге, по углеводородам);
- извлечение гелия;
- разделение газа и конденсата (удаление тяжелых углеводородов с C_{5+}).

В процессе разработки нефтегазо- и газоконденсатных месторождений возникла необходимость извлечения газового конденсата, как ценного сырья газохимии, который теряется при транспортировке. С середины 70-х гг.

подготовка газа постепенно преобразуется в процесс промышленной переработки углеводородного сырья.

Промысловая переработка газов и газового конденсата зачастую осуществляется методом низкотемпературной сепарации (НТС). Данная технологическая схема довольно хорошо рассмотрена и изучена, широко используется на практике и считается экономически обоснованной. Однако в определенных ситуациях повышение эффективности работы действующих установок и обеспечение требуемого качества и количества товарной продукции возможно за счет оптимизации технологических режимов установки комплексной подготовки газов [30, с. 57].

По данным [54, с. 100] основным нормативным документом, регламентирующим качество газов, которые подаются в магистральный газопровод, является СТО Газпром 089-2010. Дополнительное требование к указанным в нормах к подготовке газа месторождений Крайнего Севера является поддержание температуры выходящего потока газа с установки подготовки (УКПГ) в диапазоне от 0 до минус 2 °С. Удовлетворяя требования к точке росы газа по углеводородам в условиях промысла, решается задача увеличения глубины извлечения углеводородов C_{5+B} .

В России промышленную подготовку газа нефтегазо- и газоконденсатных месторождений с высоким конденсатным фактором реализуют по технологии низкотемпературной сепарации (НТС), которая обладает рядом модификаций. В качестве источников холодопроизводящего элемента используют дроссель, эжектор, турбодетандерный агрегат и другие устройства. Извлечение углеводородов C_{5+B} с использованием подобных технологий составляет порядка 90-97 %, остаточное содержание C_{5+B} в составе газа сепарации [54, с. 100].

Повышение глубины извлечения C_{5+B} из сырьевого газа может быть обеспечено модернизацией технологических схем основанных на низкотемпературной сепарации.

По данным [54] различают модернизации НТС с применением дроссельных и эжекторных устройств и турбодетандерных агрегатов.

Технически наиболее простым способом охлаждения газа на установках подготовки газа при наличии свободного перепада давлений является его изоэнтальпийное расширение. Процесс изоэнтальпийного расширения реализуется посредством применения дроссельных и эжекторных устройств.

Установка НТС с дросселем включает двух- или трехступенчатую сепарацию газа с его охлаждением между ступенями сепарации в рекуперативных теплообменниках, который проходит изоэнтальпийное расширение с последующим разделением в трехфазных сепараторах, отводимых жидкие фазы: нестабильный конденсат и водный раствор ингибитора гидратообразования.

Дроссельная технология НТС на фоне невысоких капитальных и эксплуатационных затрат и легкостью регулирования технологического процесса имеет несколько недостатков:

- необходимость раннего ввода в эксплуатацию дожимной компрессорной станции (ДКС) вследствие требуемого высокого перепада давления на установке;
- необходимость в компрессорной установке по утилизации низконапорных газов концевой ступени дегазации конденсата;
- необходимость в летний период времени обеспечить отрицательную по Цельсию температуру выходного потока газа с установки.

Эжекторное устройство отличается простотой конструкции, компактными габаритами и надежностью эксплуатации. Перепад давлений, требуемый для достижения необходимого уровня температур сепарации, сравним с аналогичными параметрами дроссельной технологии. Достижение более низких температур технологически затруднено из-за повышения объема низконапорных газов дегазации конденсата.

В сравнении со схемами, использующими изоэнтальпийное расширение, термодинамически эффективная технология НТС с турбодетандерным агрегатом имеет ряд преимуществ:

- существенное уменьшение необходимого перепада давления для достижения требуемой температуры газа сепарации;
- более поздний ввода в эксплуатацию ДКС с невысоким давлением нагнетания;
- достижение низких температур газа при той же разности давлений;
- безальтернативность использования ТДА для подготовки газа на месторождениях Крайнего Севера, на которых необходимо не только обеспечить минимальные температуры процесса НТС, но и поддержание отрицательной температуры выходящего потока товарного газа с установки. Особенно это касается летнего периода, когда охлаждение газа за счет АВО стремительно снижается или останавливается вовсе.

В то же время ТДА обладает рядом недостатков:

- сложные условия эксплуатации ТДА. Эксплуатация УКПГ всегда характеризуется переменными режимами работы как по расходным, так и по термобарическим параметрам. Обрабатываемая среда – многофазный поток, состоящий из газа, углеводородной жидкости, водного раствора антигидратного реагента (метанола или этиленгликоля), пластовых механических примесей, продуктов воздействия на пласт и компрессорного масла ДКС;
- ТДА всегда работает с повышенными жидкостными нагрузками по входному потоку, часто с превышениями в десятки раз по отношению к требованиям производителей ТДА;
- компрессор ТДА вносит теплоту в систему подготовки газа, что снижает эффект охлаждения газа в турбодетандере и критично для установок НТС, где нужно обеспечить отрицательные температуры выходящего потока товарного газа;
- эксплуатация ТДА требует наличия специально подготовленного персонала – специалистов по компрессорной и турбохолодильной технике;
- разработка исходных требований к ТДА обуславливает проведение многочисленных расчетных исследований установки НТС с охватом сезонных

изменений и всего жизненного цикла месторождения. Для выполнения этой задачи нужны высококвалифицированные и опытные технологи;

– в процессе эксплуатации ТДА довольно часто приходится останавливать, а вместе с ним и технологическую линию (в проектах, как правило, не предусматривают резерва ТДА на каждой технологической линии). Выход новой (резервной) линии на требуемый температурный режим работы происходит в течение 20-40 мин. Это означает, что за такое время в магистральный газопровод поступает некондиционный газ, не соответствующий требованиям СТО Газпром 089-2010.

Универсальность и результативность низкотемпературной сепарации газа в комбинации с практически бесплатным источником холода, получаемым на промыслах в результате использования энергии, заключенной в самих газовых потоках высокого давления, делает этот процесс незаменимым почти на всех газодобывающих промыслах, где необходимо осушить и обезжирить газ.

Основными целями модернизации технологического процесса подготовки природного газа являются:

- производство продукции с улучшенными характеристиками, соответствующими нормативными документами;
- улучшение оснащения парка технологического оборудования;
- повышение производительности магистральных трубопроводов;
- сокращение потерь (производительных и непроизводительных);
- обеспечение экологичности продукции и производства в целом;
- наличие и необходимость усовершенствования логистической инфраструктуры (технологических линий, парка оборудования, складов и пр.);
- выбор новой технологии или модернизации существующей;
- выбор состава технологического оборудования.

Таким образом, процесс подготовки газа является важным звеном в технологической цепи. Повышение качества подготовки ведет к увеличению производительности магистральных газопроводов, уменьшает расход ингибиторов, снижает коррозионную активность соответствующих

компонентов газа, вероятность аварийных ситуаций на газокompрессорных станциях и разгерметизации линейной части газопроводов, что ведет к экономии затрат и повышению качества конечных продуктов. Что удовлетворяет социо-эколого-экономической форме хозяйственной деятельности предприятий.

1.3. Сущность и основные методики экономической оценки инвестиционных проектов

Инвестиционный проект – это обоснование экономической целесообразности, объема и сроков осуществления реальных инвестиций, в том числе необходимая проектно-сметная документация, разработанная в соответствии с законодательством РФ и утвержденными в установленном порядке стандартами (нормами и правилами), а также с описанием практических действий по осуществлению инвестиций (бизнес-план) [44].

В основе процесса экономической оценки инвестиционных проектов лежит сравнение объема предполагаемых инвестиций и будущих поступлений. Экономическая оценка проектов модернизации, также как и инвестиционные проекты выполняется в соответствии с Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов, утвержденными Минэкономки РФ, Минфином РФ и Госстроем РФ от 21.06.1999 г. № ВК 477 [35], которые согласуются с единой методологией рассмотрения и анализа инвестиционных проектов (UNIDO), опытом работы Всемирного банка и других организаций.

Ключевыми факторами финансово-экономической оценки инвестиционного проекта или формирования бюджета капиталовложений считаются:

- прогнозирование количества реализованной продукции с учетом возможного спроса на газ и альтернативных поставок на различные рынки;
- оценка притока денежных средств по годам;
- оценка выгоды доступных источников финансирования;

– оценка приемлемого значения стоимости капитала, применяемого в качестве ставки дисконтирования.

При финансово-экономической оценке используют критерии, которые отображены на рисунке 1.1.

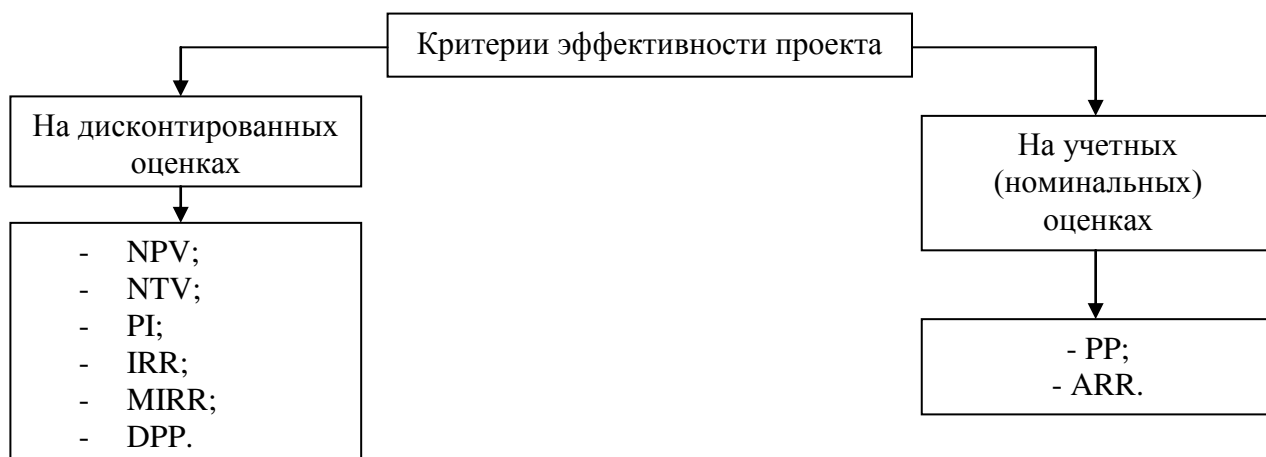


Рисунок 1.1 - Критерии оценки эффективности проекта

Источник: составлено по данным [13, 35]

Основные методы экономической оценки инвестиционного проекта сведены в таблицу 1.4.

Статические методы оценки малоприменимы в современной практике ввиду недостаточной точности, особенно в условиях высокой инфляции.

Динамические методы зачастую именуют дисконтными, так как они основываются на определении современной величины денежных потоков (на дисконтировании), связанных с осуществлением инвестиционного проекта.

Таблица 1.4

Характеристика основных методов оценки

Название метода	Алгоритм расчета	Характеристика метода
Чистый дисконтированный доход (чистый приведенный эффект, чистый приведенный доход, чистая современная стоимость) (NPV - Net Present Value)	$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{IC_t}{(1+k)^t}$	<p>Не считается абсолютно правильным при выборе проектов с крупными первоначальными значениями, не дает возможности сопоставить проекты с одинаковыми NPV и разной капиталоемкостью, при выборе проектов с большим NPV и продолжительным PP и меньшим NPV и меньшим PP. Не дает возможности оценить о пороге рентабельности и запасе финансовой прочности. Трудность прогнозирования ставки дисконтирования, как цены привлеченного капитала</p>

Продолжение таблицы 1.4

Название метода	Алгоритм расчета	Характеристика метода
Чистая терминальная стоимость (NTV - Net Terminal Value)	$NTV = \sum_{t=1}^n CF_t (1+k)^{n-t} - IC_0 (1+k)^n$	Является величиной обратной NPV имеет аналогичные недостатки
Индекс доходности (рентабельности) инвестиции (PI - Profitability Index)	$PI = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{IC_t}{(1+k)^t}}$	Сложен в расчетах и слабо учитывает альтернативные вложения капитала.
Внутренняя норма доходности (прибыльности, рентабельности) (IRR - Internal Rate of Return)	$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} - IC_0 = 0$	Предполагает инвестирование всех промежуточных денег проекта по IRR, в условиях несильного неблагоприятного воздействия внешних и внутренних факторов реальный доход инвестора выше прогнозного. Ненадежен в условиях риска IRR.
Срок окупаемости - без учета дисконтирования (PP - Payback Period method) - с учетом дисконтирования (DPP - Discounted Payback Period)	Срок окупаемости – минимальный отрезок времени, по истечении которого NPV становится и остается неотрицательным	Сложность прогнозирования ставки дисконтирования, ненадежен в условиях риска.

Источник: составлено по данным [13, 35]

В тоже время:

- потоки денежных единиц на окончание (начало) каждого этапа осуществления проекта известны;
- определена оценка, выраженная в виде процентной ставки (нормы дисконта), соответствующей средствам, которые могут быть вложены в определенный проект. В качестве данной оценки, как правило, применяется: средняя или предельная стоимость капитала для предприятия; процентные ставки по долгосрочным кредитам; требуемая норма доходности на вложенные средства и т.д.

Метод чистой текущей стоимости (NPV - Net Present Value) определяется следующим образом: находится текущая стоимость предстоящих денежных поступлений от реализации проекта, для чего доходы за каждый год приводятся к текущей дате. Итоги расчетов демонстрируют количество средств,

необходимых инвестировать на сегодняшний день для извлечения запланированной прибыли, при условии, что ставка доходов равна ставке доходов при альтернативном вложении капитала (вклад в банке, инвестиции в ценные бумаги):

$$PV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t}, \quad (1.1)$$

где CF_t – чистые денежные доходы от инвестиций за период t ;

n – продолжительность жизненного цикла;

t - число периодов получения доходов

k – ставка дисконта.

Текущая стоимость затрат соотносится с текущей стоимостью доходов. Разность между данными показателями равна чистой текущей стоимости:

$$NPV = PV - IC_0 = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t} - IC_0, \quad (1.2)$$

где PV - приведенный доход (современная или текущая стоимость);

IC_0 - инвестиционная сумма.

В случае если средства в проект вкладываются не разово, а частями в течение нескольких лет, то для расчета NPV используется следующая формула:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{IC_t}{(1+k)^t}. \quad (1.3)$$

Главная концепция метода чистого дисконтированного дохода состоит в том, чтобы найти разницу между инвестиционными затратами и будущими доходами, выраженную в скорректированной во времени денежной величине (как правило, к началу реализации проекта). Корректирование выполняется с помощью коэффициента дисконтирования, сопряженного с нормой дисконта соответствующим уравнением:

$$K_d = 1/(1+k)^t, \quad (1.4)$$

где K_d – коэффициент дисконтирования;

t – год приведения.

Норма дисконта должна отображать вероятную стоимость денежных единиц, соответствующую вероятному доходу инвестора, полученную на ту же сумму капитала, вложенного в ином месте в будущем, при условии, что риски равноценны для обоих вариантов инвестирования. В качестве нормы дисконта применяются ставка процента по долгосрочным ссудам на рынке капитала или ставка процента, которая уплачивается получателем ссуды. За частую норма дисконта обуславливается инвестором.

При установленной норме дисконта возможно установить нынешнюю величину всех оттоков и притоков денежных средств в течение экономического цикла проекта, кроме того сравнить их друг с другом. Итогом подобного сопоставления будет положительная или отрицательная величина (чистый приток или чистый отток денежных средств), демонстрирующая удовлетворительность данного проект принятой норме дисконта.

В случае, если вычисленная подобным образом чистая современная стоимость потока платежей включает положительный символ ($NPV > 0$), это значит, что на протяжении своего экономического цикла проект покрывает первоначальные затраты IC_0 и гарантирует приобретение дохода согласно заданному стандарту r , а также ее некоторый запас, равный значению NPV . Отрицательная величина NPV ($NPV < 0$) демонстрирует, что заданная норма прибыли не поддерживается и проект является бесприбыльным. При $NPV = 0$ проект лишь оправдывает произведенные расходы, однако не приносит дохода.

В ходе моделировании потоков платежей по периодам обязательно должны предусматриваться все виды поступлений и выплат, сопряженных с данным проектом, как производственного, так и непроизводственного характера. К примеру, амортизационные отчисления, высвобождения оборотных средств, доход от ликвидации или продажи оборудования по завершению проекта должны присоединяться к доходам соответствующих периодов. Если проект подразумевает поочередные начальные инвестиции

средств на протяжении некоторого периода времени реализации проекта, они также должны быть предусмотрены в расчете NPV.

Показатель рентабельности (PI - Profitability Index) демонстрирует экономическую отдачу вложенных средств и предполагает за собой отношение суммарных приведенных чистых поступлений (прибыли от реализации и амортизационных отчислений) к суммарному дисконтированному размеру капитальных вложений,

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t} / \sum_{t=1}^n \frac{IC_t}{(1+k)^t}. \quad (1.5)$$

В случае, если размер критерия $PI > 1$, то сегодняшняя цена денежного потока превосходит первоначальные вложения, обеспечивая этим наличие положительной величины NPV. Тем самым норма рентабельности превышает заданную, а следовательно проект следует осуществить. При $PI = 1$ величина $NPV = 0$, следовательно, капиталовложения не приносят дохода. Если $PI < 1$, данный проект не обеспечивает установленного уровня рентабельности и его необходимо отклонить.

Внутренняя норма доходности (рентабельность) (IRR - Internal Rate of Return) подразумевает процентную ставку, при которой чистый приведенный доход инвестпроекта равен нулю,

$$IRR = k, \text{ при котором } NPV = f(k) = 0. \quad (1.6)$$

В совокупности, чем выше значение IRR, тем выше результативность вложений. На практике размер IRR приравнивается с установленной нормой дисконта k . При этом, если $IRR > k$, то проект гарантирует положительное приращение и доходность, равную IRR. Если $IRR < k$, затраты превосходят доходы, и проект станет неприбыльным.

Внутренняя норма прибыли находится, как правило, методом итерационного подбора значений ставки сравнения при вычислении чистого приведенного дохода проекта. С целью расчета IRR при помощи таблиц

дисконтирования избираются две вычлены коэффициента дисконтирования $k_1 < k_2$ таким образом, чтобы в интервале (k_1, k_2) функция $NPV = f(k)$ изменяла свое значение с «+» на «-» или с «-» на «+». Далее используют формулу:

$$IRR = k_1 + (f(k_1)/f(k_1) - f(k_2)) \cdot (k_2 - k_1). \quad (1.7)$$

Если при расчете коэффициента РР учесть временной аспект, то полученная величина будет являться дисконтированным сроком окупаемости (DPP - Discounted Payback Period). Бесспорно то, что в случае дисконтирования период окупаемости возрастает. Другими словами, проект, подходящий по коэффициенту РР, может являться неприемлемым по критерию DPP.

Формула для расчета РР:

$$PP = IC_0 / CF. \quad (1.8)$$

Дисконтированный срок окупаемости капиталовложений называется сроком, за который окупятся начальные затраты на реализацию проекта в результате прибыли, дисконтированной по установленной процентной ставке (норме прибыли) в нынешний период времени.

При расчете срока окупаемости с учетом дисконтирования суммы ежегодных доходов приводятся к начальному уровню. Алгоритм определения срока окупаемости с учетом дисконтирования выглядит следующим образом:

$$\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t} \geq IC_0. \quad (1.9)$$

Основным критерием оценки обычно принимается максимальная величина чистого дисконтированного дохода, а в качестве дополнительных - индекс доходности (больше 1), дисконтированный период окупаемости, лежащий в пределах расчетного периода, внутренняя норма доходности, превышающая норму дисконта. Считается ошибочным принятие

дополнительных показателей в качестве основных для отбора наивыгоднейшего из альтернативных проектов.

Однако перед решением задачи оценки эффективности инвестиций необходимо оценить реализуемость проекта, в т.ч. финансовую, т.е. возможность в каждый момент времени рассчитаться со всеми необходимыми платежами (оттоками денег из проекта) за счет различного рода поступлений (притоков денег в проект). В случае нарушения этой возможности должна быть изменена финансовая схема так, чтобы финансовое сальдо в каждом периоде было положительным. Если этот механизм не включен в расчет, то достаточным условием является неотрицательность накопленного сальдо.

Деятельность по комплексной оценке капиталовложений, как правило, именуют проектным анализом. Задачи проектного анализа следующие:

1. Анализ реализуемости проекта, т. е. проверка и контроль исполнения в его рамках абсолютно всех требуемых ограничений: промышленных, экологических, социальных, финансовых, и другого характера.

2. Ревизия абсолютной эффективности проекта, т. е. проверка возможной целесообразности осуществления реализуемого проекта.

3. Оценка относительной эффективности проекта, т.е. установления того, какой из реализуемых конкурентных (альтернативных) проектов или вариантов проекта наиболее эффективен.

4. Избрание из большого количества инвестиционных проектов максимально результативного.

Оценка эффективности проекта путем проведения проектного анализа позволяет унифицировать методику оценки так, что полученные результаты будут корректны как в стационарной (рыночной), так и в нестационарной (переходной).

Построение кэш-фло (денежных потоков) дает возможность при неизменных показателях оценки учесть особенности экономики, обеспечивая тем самым сопоставимость показателей.

1.4. Методы экономической оценки проектов в нефтегазовой отрасли

Характерные черты проектов в нефтегазовой отрасли:

- зависимость размеров добычи нефти и газа от естественных условий и степени запасов углеводородов;
- невозпроизводимость природных ресурсов;
- динамичный характер природных условий;
- поэтапность эксплуатации месторождений;
- неопределенность начальной информации;
- длительность этапов осуществления проектов;
- невозможность поменять территориальное размещения проекта;
- комплексный характер добываемой продукции месторождений;
- неблагоприятное природоохранное влияние на окружающую среду;
- зависимость денежного потока, производимого инвестиционным проектом от истощения резервов месторождения;
- постоянное осложнение экономических характеристик, сопряженных с природными условиями.

Характерные черты осуществления процессов модернизации в нефтегазовой индустрии обусловлены соответствующими факторами:

1) значительная связь проектов с участием в них государства в силу стратегического характера изготавливаемой продукции, что приводит к потребности учета (наряду с коммерческой результативностью), кроме того условиями общественной социально-экономической эффективности проектов модернизации промышленности;

2) мощное воздействие внеэкономических условий (перемена требований по охране природной среды, состава применяемого сырья), что ведет к увеличению контроля за реализацией новых инвестпроектов в области добычи и транспортировки сырьевого газа и его дальнейшей переработки;

3) ограниченность области возможных поставщиков по оснащению оборудованием и строительных подрядчиков в связи с уникальностью проектов технологической модернизации предприятий газовой отрасли;

4) потребность учета рентабельности модернизации предприятий в условиях функционирования вертикально-интегрированных компаний (ВИНК), распределение инвесторов на внутриконцерновые и сторонние, и возможностей ВИНК воздействовать на результативность осуществления инвестиционных проектов с помощью определения внутренних цен на изготовленную продукцию;

5) значительная капиталоемкость, в связи с этим особую значимость приобретает достоверность и надежность финансово-экономических расчетов при обоснованности рентабельности инвестиционных проектов модернизации газовой промышленности, а также снижение и перераспределение инвестиционных рисков среди его участников.

Методика оценки проекта модернизации технологического процесса подготовки природного газа основана на источник [6].

Для того, чтобы произвести расчет показателей проекта, необходимо рассчитать их производственные величины. Производственная мощность обуславливается предельно возможным годовым объёмом обработки сырья.

В совокупном виде производственная мощность рассчитывается по формуле:

$$M = P \cdot T_{\text{эф.об.}} \quad (1.10)$$

где P – суточная производительность в т/сут. ;

$T_{\text{эф.об.}}$ – эффективный фонд времени работы оборудования, сут.

После установления величины производственной мощности определяют уровень её применения. С целью установления степени использования мощности имеются следующие коэффициенты:

– коэффициент экстенсивности (K_3);

- коэффициент интенсивности ($K_{и}$);
- интегральный коэффициент использования производственной мощности, или коэффициент мощности ($K_{м}$).

Коэффициент экстенсивности характеризует использование оборудования во времени и рассчитывается по формуле:

$$K_{э} = T_{эф.об.}/T_{к}, \quad (1.11)$$

где $T_{к}$ – календарное время года, принимается в соответствии с положением о планово-предупредительных ремонтах 360 дня.

Коэффициент интенсивности характеризует использование оборудования по производительности и рассчитывается по формуле:

$$K_{и} = П/П_{пр}, \quad (1.12)$$

где $П$ – суточная производительность,

$П_{пр}$ – прогрессивная производительность оборудования. $K_{и} = 1,00$.

Полнота использования производственной мощности обуславливается коэффициентом мощности, который предполагает произведение вычисленных выше коэффициентов:

$$K_{м} = K_{э} \cdot K_{и}. \quad (1.13)$$

Установив степень использования производственной мощности, рассчитывают производственную программу объекта ($P_{год}$):

$$P_{год} = K_{м} \cdot M. \quad (1.14)$$

Далее необходимо произвести расчет капитальных вложений и стоимости основных и оборотных средств.

Капитальные затраты в формировании каждого объекта предполагают необходимую сумму затрат на получение и транспортировку оснащения, строительных и монтажных работ (данные в сумме – балансовая стоимость) и

иных затрат, сопряженных с подготовкой производственных кадров, содержанием дирекции создающегося объекта, с проектированием, изыскательскими и иными работами.

Часть затрат на получение оборудования составляет 35-40 %, затрат на строительные-монтажные работы 45-50 %, т.е. балансовая стоимость основных средств объекта составляет 80-90 % всех инвестиций, а значение прочих затрат 10-20 %.

После расчета производственной программы и капитальных вложений производится расчет текущих затрат проекта, которые проекта состоят из:

- затрат на оплату труда;
- страховых взносов;
- затрат на электроэнергию;
- затрат на метанол;
- амортизацию;
- прочие расходы.

Расходы на оплату труда рассчитываются следующим образом:

Модель оплаты труда повременная. Система заработной платы: 6 числа каждого месяца начисляется выплата (аванс) в размере 30 % от заработной платы, 21 числа каждого месяца начисляется заработная плата. Рабочая вахта-15 рабочих дней.

Годовой фонд заработной платы рабочих состоит из основной и дополнительной заработной платы. Основная заработная плата представляет собой сумму выплат, надбавок и компенсаций за проработанное время. В фонд основной заработной платы присоединяется оплата по тарифу, премия, доплаты за работу в ночные и вечерние часы, в праздничные дни, доплата за переработку и другие виды, установленные законодательством и организацией. Оплата времени отпуска и исполнения государственных и общественных обязанностей, т.е. времени непроработанного, но в соответствии с действующим законодательством оплачиваемого, составляет фонд дополнительной заработной плат.

После рассмотрения баланса рабочего времени необходимо произвести расчет заработной платы для рабочих-повременщиков и руководителя установки, который находится на окладной системе оплаты труда.

Расчёт основного фонда заработной платы происходит подобным образом:

1. Оплата по тарифу для рабочих – повременщиков определяется как произведение дневной тарифной ставки, времени результативной работы рабочего за год в днях (из баланса рабочего времени одного среднесписочного рабочего) и списочного количества рабочих соответствующего разряда,

$$Oт = TС \cdot Tэф \cdot Чсп, (1.15)$$

где **Oт** - оплата по тарифу рабочих, руб.

TС - часовая тарифная ставка, руб.

Tэф - время эффективной работы за год, в час,

Чсп - среднесписочная численность рабочих, чел.

2. Премии работникам () выплачиваются из фонда заработной платы в процентах от оклада согласно тарифу. Максимальный объем премии (за количественные и качественные показатели) формируются положением о премировании. Размер премии составляет 55 % тарифной ставки в соответствии с положением о премировании,

$$Пр = Oт. (1.16)$$

3. Дополнительная плата за работу в праздничные дни (**Дпр**) обуславливается произведением часовой тарифной ставки, количества часов, проработанных в праздничные дни в году,

$$Дпр = 2 \cdot Tс \cdot Tпц, (1.17)$$

где **Tпр** - время работы в праздничные дни, час.

4. На предприятиях используются доплаты за работу в ночные и вечерние часы. Минимальные размеры этих доплат в процентах от тарифного заработка (соответственно 40 и 20 процентов) по усмотрению предприятия могут быть повышены. Ночным временем считается время с 22 часов до 6 часов, т.е. 1/3 суток, вечерним - с 18 до 22 часов. Доплата за работу в ночное время (**Днв**) – 40 %:

$$\text{Днв} = \text{ТС} \cdot \text{Тноч} \cdot 0,4 \cdot \text{Чсп}. \quad (1.18)$$

5. За вредные условия работы производятся выплаты в виде надбавки в размере 8,5 % ()::

$$\text{Двр} = \text{ОТ} \cdot 0,085. \quad (1.19)$$

6. Всем работникам выплачивается часовая тарифная ставка с использованием районного коэффициента (**Рк**) в размере 1,7 и процентная надбавка к заработной плате () в размере 50 % заработка, начисляемая за стаж работы в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера.

$$\text{Рк} = (\text{ОТ} + \text{Пр} + \text{Дпр} + \text{Днв} + \text{Двр}), \quad (1.20)$$

$$\text{Сн} = (\text{ОТ} + \text{Пр} + \text{Дпр} + \text{Днв} + \text{Двр}). \quad (1.21)$$

Итого основной фонд оплаты труда (**Фосн**):

$$\text{Фосн} = \text{От} + \text{Пр} + \text{Дпр} + \text{Днв} + \text{Двр} + \text{Рк} + \text{Сн}. \quad (1.22)$$

Дополнительный фонд оплаты труда рассчитывается следующим образом:

$$\text{Фдоп} = \frac{\text{Нраб}}{\text{Псм}} \cdot \frac{\text{Фосн}}{\text{Тэф}} \cdot \text{Дот}, \quad (1.23)$$

где **Нраб** - норма рабочего дня, час (8 часов),

Псм - продолжительность рабочей смены (12 часов),

Дот - количество дней отпуска.

Всего, фонд оплаты труда рассчитывается как

$$\Phi = \Phi_{\text{осн}} + \Phi_{\text{доп.}} \quad (1.24)$$

Фонд заработной платы работников на повременной оплате труда (начальник установки) рассчитывается как:

$$\Phi_{\text{оп}} = (O + Двр + Пр + Рк + Сн) \cdot Чсп \cdot 12, \quad (1.25)$$

где O - месячный оклад работника.

При расчете затрат пофакторным методом за основу принимается калькуляция (смета затрат) на весь объем производства по базовому варианту (действующему производству) и в нее вносятся соответствующие изменения, связанные с факторами, влияющими на себестоимость.

Следующим этапом является проведение оценки экономической эффективности проекта. Экономическая результативность инвестиционных вложений в проект может быть определена различными признаками и методами, некоторые из них следующие:

1. Метод окупаемости. Способ базируется на определении срока окупаемости периода возврата капитальных вложений (начальных инвестиций) в проект в результате прибылей от него.

Период возврата капитальных вложений рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{ок}} = K / (ПЧ + А) \quad (1.26)$$

где K – капитальные вложения в проект, тыс. руб.;

– чистая прибыль от реализации продукции, тыс. руб. в год;

– амортизационные отчисления основных средств и нематериальных активов, тыс. руб. в год.

Все вычисления ведутся на основании приростных показателей, т.е. прироста капитальных вложений (капитальные вложения только на

реконструкцию), прироста чистой прибыли и прироста амортизационных отчислений.

Чистой прибылью называется прибыль, остающаяся в директиве предприятия после уплаты всех налогов и сборов, рассчитанная по формуле:

$$\text{ПЧ} = \text{ПР} - \text{НИ} - \text{НП}, (1.27)$$

где, **ПР** - прибыль от реализации произведенной продукции;

НИ - налог на имущество;

НП - налог на прибыль.

Прибыль от реализации произведенной продукции определяется:

$$\text{ПР} = (\text{Ц} - \text{С}) \cdot \text{P}_{\text{год}}, (1.28)$$

где: **Ц** - цена единицы продукции, тыс. руб.;

С - себестоимость единицы продукции, тыс. руб.;

P_{год} - объем производства (производственная программа), т в год.

В комплексных производствах прибыль от реализации определяется суммированием прибылей, полученных от реализации всех целевых продуктов с учетом цены, себестоимости и объема производства каждого из них.

$$\text{ПР} = \sum_i^n \text{Ц}_i \cdot \text{V}_i - \text{C}_T, (1.29)$$

где – цена *i*-того продукта, руб./т;

– объем производства *i*-того продукта по материальному балансу, т/год;

– затраты (полная себестоимость) на весь выпуск, тыс. руб./год.

Налог на имущество. Стоимость имущества организации складывается из стоимости основных средств, оборотных средств и нематериальных активов. Для основных средств налог составляет 2,2 % от их остаточной стоимости, которая представляет собой неамортизационную часть основных средств и определяется по формуле:

$$C_{\text{ост}} = C_{\text{бал}} - И, (1.30)$$

где $C_{\text{бал}}$ – балансовая (первоначальная) стоимость основных средств, тыс. руб.;

И - износ основных средств.

Налог на прибыль рассчитывается по формуле:

$$НП = (ПР - НИ) \cdot СН, (1.31)$$

где $СН$ – ставка налога на прибыль, доли единиц (0,20).

Годовые амортизационные отчисления основных средств и нематериальных активов определяются прямым счетом по формуле:

$$A = (C_{\text{б}} \cdot Н) (1.32)$$

где $Н$ – норма амортизации в долях единицы основных средств;

$C_{\text{б}}$ – балансовая стоимость основных средств, тыс.руб. или выделяются (если это возможно) из калькуляции себестоимости.

2. Метод простой нормы прибыли. Способ дает возможность установить объем прибыли на рубль вложенного капитала. Простая норма прибыли (e) - показатель, обратный периоду возврата капитальных вложений и определяется следующим образом:

$$e = (ПЧ + A) / К. (1.33)$$

Осуществляя расчет данных показателей и исходя из их значений, можно сделать вывод о целесообразности реализации проекта в нефтегазовой отрасли.

Таким образом, по итогам данной главы можно сделать следующие выводы.

Понятие «модернизации» большинство авторов, такие как В. В. Остошенко, Л. Кураков, А. Н. Азрилян, Б. А. Рейзенберг, Е. Б. Стародубцев, связывают с улучшением объекта, приведение его в соответствие с новыми требованиями и нормами, техническими условиями, показателями качества.

Если рассматривать понятие модернизации применительно к технологическому процессу, то можно сформулировать следующее определение: ввод усовершенствований, обновлений, приводящих к качественно иным характеристикам данного процесса, повышению производительности, качества продукции, обеспечению экологичности производства и прочее.

Для принятия решения о необходимости и модели модернизации производства необходимо сформировать определение понятия технологического процесса подготовки газа и выявить его «узкие места» для дальнейшего устранения.

С этой целью далее в работе рассмотрен процесс подготовки или промышленной переработки газа, который считается одним из наиболее важных элементов технологической цепи. Повышение качества подготовки ведет к увеличению пропускной способности газопроводов, снижает расход ингибиторов, коррозию оборудования, вероятность аварийных ситуаций на газокомпрессорных станциях и линейной части газопроводов, что ведет к экономии затрат, повышению качества конечных продуктов и доходности от их реализации, а также обеспечению снижения риска экологического ущерба окружающей среде.

После выявления недостатков в процессе подготовки природного газа и определения в необходимости модернизации технологии, требуется провести экономическую оценку проекта и выявить его целесообразность реализации.

Для этого рассмотрены следующие методы экономической оценки проектов в нефтегазовой отрасли: чистый дисконтированный доход, чистая терминальная стоимость, внутренняя норма доходности и срок окупаемости проекта. Данные методы обладают как рядом достоинств, так и недостатков, следовательно, анализ данных подходов выявил, что основополагающим показателем будет чистый дисконтированный доход.

Помимо анализа критериев экономической оценки, отражающих целесообразность внедрения модернизации производственных процессов

предприятий газовой промышленности, необходимо оцениваться эффективность модернизации с разных аспектов: социальных, экономических, технологических и экологических, которые рассматриваются в комплексе.

ГЛАВА 2. АНАЛИЗ УСЛОВИЙ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА МОДЕРНИЗАЦИИ ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

2.1. Современное состояние газовой отрасли России, основные тенденции в технологии переработки углеводородного сырья, российский и зарубежный опыт

Согласно мнению министра природных ресурсов и экологии России С. Донского, с 2034 г. газ будет занимать место главнейшего источника энергии в мире, это говорит об необходимости как открытия, так освоения новых газовых месторождений. По информации экспертов, доля ископаемых видов топлива в 2050 г. уменьшится с 80 до 50 %. Порядка 44 % энергопоставок станет приходиться на газ и нефть [52].

Газодобывающая отрасль промышленности в России базируется на больших запасах топлива. В отечественных недрах заключен целый океан природного газа. Эти объёмы приносят России огромное преимущество в экспорте энергоресурсов.

Согласно доле разведанных запасов природного газа, наша страна занимает лидирующую позицию. Крупные месторождения газа расположены в Западно-Сибирской газоносной провинции. Наибольший вклад в прирост запасов газа имеют месторождения на полуострове Ямал - это Бованенковское, Харасавэйское, Южно-Тамбейское месторождения, Ковыктинское в Восточной Сибири, Чаяндинское на Дальнем Востоке, Штокмановское, Крузенштернское на арктическом шельфе. На Астраханском и Оренбургском месторождениях основные запасы газа сосредоточены в Европейской части России. Однако в связи с открытием месторождений природного газа в таких странах, как Иран, Туркменистан и США, а также из-за роста добычи газа в США, Катаре и Иране Россия сократила долю в мировой добыче [22, с. 86-87].

Можно произвести сравнительный анализ размеров запасов природного газа в России и в других государствах, приведенные в таблице 2.1.

Таблица 2.1

Структура мировых доказанных запасов газа в мире по странам
за 2016 г.

Страна	Доказанные запасы, трлн. куб.м	Доля в мировых запасах газа, %
Россия	47,80	24,24
Иран	34,02	17,25
Катар	24,53	12,44
США	10,44	5,30
Саудовская Аравия	8,49	4,31
Туркмения	17,50	3,81
Объединенные Арабские Эмираты	6,09	3,09
Венесуэла	5,62	2,85
Нигерия	5,11	2,60
Китай	4,95	2,51
Весь мир	197,17	100,00

Источник: составлено по данным [55]

Таким образом, Россия обладает самыми большими разведанными запасами природного газа в мире (24,24 % от мирового запаса), освоение которых является главной стратегической задачей государства.

Запасы природного газа России по регионам представлены в таблице 2.2. Регион, в котором преобладает добыча природного газа в России – это Западная Сибирь. Здесь извлекается почти 90 % всего ископаемого топлива в стране, что делает данный географический объект важнейшим звеном в структуре российской газодобычи.

Таблица 2.2

Запасы природного газа России по регионам за 2016 г.

Регион	Объем запасов, трлн. куб.м	Доля в запасах, %
Ямало-Ненецкий АО	18,8	58,3
Баренцево море	2,2	6,9
Астраханская область	2,2	6,8
Карское море	2,1	6,5
Иркутская область	1,8	5,7
Республика Саха	1,4	4,3
Красноярский край	0,9	2,7
Охотское море	0,8	2,7
Прочие	2,0	6,3
Всего	32,3	100,0

Источник: составлено по данным [8]

Более половины запасов природного газа сосредоточено на территории Ямало-Ненецкого автономного округа. Этот субъект федерации – лидер по добыче природного газа в России.

Крупнейшим месторождением по уровню газодобычи в России является «Заполярье», на нем добывается 110 млрд. кубометров в год. Заполярное нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1965 г., находится на территории Тазовского района Ямало-Ненецкого автономного округа.

По данным [44] первоначальные запасы газа Заполярного НГКМ более 3,5 трлн. куб. м, около 60 млн. тонн газового конденсата и 20 млн. тонн нефти. По запасам газа в международном рейтинге газовых месторождений Заполярное занимает пятое место.

Лицензия на разработку месторождения принадлежит стопроцентному дочернему предприятию «Газпрома» - ООО «Газпром добыча Ямбург». Объем вложений в разработку месторождения с 1994 г. составил около 140 млрд. руб. (без транспортной инфраструктуры).

Сравнив эти цифры с уровнем добычи природного газа по всей России, можно понять важность этого месторождения для добывающей отрасли страны. Также стоит упомянуть и другие основные районы добычи газа в России. Залежи находятся в Астраханской и Иркутской областях, в Красноярском крае, на шельфе Баренцевого и Карского морей, где активно идет разработка скрытых под толщей воды газоносных районов.

Под мировым рынком газа понимается сложная система, которая состоит из следующих звеньев цепи: производители газа, газосбытовые компании, газораспределительные организации, операторы инфраструктуры - газотранспортные организации и потребители газа [68].

Выделяются типы рынков газа:

– сформировавшиеся рынки газа, к которым относятся европейский, североамериканский, азиатский рынки;

– формирующиеся рынки газа, это рынки Центральной и Южной Америки, Ближнего и Среднего Востока, Океании, Африки.

Российская Федерация занимает второе место по производству газа в мире, о чем свидетельствует анализ крупнейших производителей газа, приведенный в таблице 2.3.

Таблица 2.3

Крупнейшие производители газа в мире

Страна	2015 год		2016 год		Темп прироста, %
	млн.куб.м	%	млн.куб.м	%	
США	766,2	21,7	749,2	21,1	-2,2
Россия	575,1	16,3	579,4	16,3	0,7
Иран	189,4	5,4	202,4	5,7	6,9
Катар	178,5	5,1	181,2	5,1	1,5
Канада	149,1	4,2	152,0	4,3	1,9
КНР	136,1	3,9	138,4	3,9	1,7
Норвегия	117,2	3,3	116,6	3,3	-0,5
Саудовская Аравия	104,5	3,0	109,4	3,1	4,7
Алжир	84,6	2,4	91,3	2,6	7,9
Индонезия	75,0	2,1	69,7	2,0	-7,1
Прочие страны	1154,9	32,7	1162	32,7	0,6
Всего	3530,6	100,0	3551,6	100,0	0,6

Источник: составлено по данным [75]

Анализируя данные мирового производства газа, можно сделать вывод, что самыми крупными производителями газа являются США (доля рынка 21,1 %), Россия (16,3 %), Иран (6,2 %). За прошедший период объем производства в США снизился на 2,2 %, в России вырос на 0,7 %, Иране на 6,9 %. По прогнозам к 2018 г. Россия вновь выйдет на первое место по производству газа.

В качестве крупнейших потребителей можно выделить следующие страны: США (24,2 %), Россия (12,2 %), Китай (6,5 %) по данным, приведенным в таблице 2.4.

Таблица 2.4

Крупнейшие потребители природного газа

Страна	2015 год		2016 год		Темп прироста, %
	млн.куб.м	%	млн.куб.м	%	

США	773,2	24,2	778,6	24,2	0,7
Россия	402,8	12,6	390,9	12,2	-3,0
КНР	194,8	6,1	210,3	6,5	8,0
Иран	190,8	6,0	200,8	6,2	5,2

Продолжение таблицы 2.4

Страна	2015 год		2016 год		Темп прироста, %
	млн.куб.м	%	млн.куб.м	%	
Япония	113,4	3,5	111,2	3,5	-1,9
Канада	102,5	3,2	99,9	3,1	-2,5
Великобритания	68,1	2,1	76,7	2,4	12,6
Прочие страны	1349,4	42,2	1344,5	41,8	-0,4
Всего	3195,0	100,0	3212,9	100,0	0,6

Источник: составлено по данным [75]

В таблице 2.5 представлены потоки основных поставок газа по магистральным трубопроводам на рынки сбыта.

Таблица 2.5

Поставки газа по магистральным трубопроводам на рынки

Название рынка	Поставщики	Место назначения
Европейский рынок	Россия, Норвегия, Нидерланды, Алжир, Великобритания	Европа
Североамериканский рынок	Канада, США	Северная Америка (Канада, Мексика)
Азиатский Рынок	Туркменистан, Индонезия, Мьянма	Азия

Источник: составлено по данным [8]

Под системой единого газоснабжения России понимается крупнейшая в мире система транспортировки газа, которая включает 171,4 тыс. км магистральных газопроводов и отводов, приведенная на рисунке 2.1.



Рисунок 2.1 - Единая система газоснабжения России

Источник: [8]

Оценивая проблемы, возникающие вследствие введенных западными странами против России санкций, ближайшее будущее для добычи газа и его реализации оптимистично, что основано на том, что запасы газа в РФ в разы больше залежей других стран.

Далее приведены основные экспортеры и импортеры на рынке природного газа, показатели которых сведены в таблицу 2.6.

Таблица 2.6

Крупнейшие экспортеры природного газа

Страна	2015 год		2016 год		Темп прироста, %
	млн.куб.м	%	млн.куб.м	%	
Россия	207,5	19,9	204,8	18,4	-1,3
Катар	126,2	12,1	124,4	11,2	-1,4
Норвегия	115,5	11,1	116,1	10,4	0,5
Канада	74,3	7,1	82,4	7,4	10,9
Весь мир	1042,4	100,0	1111,1	100,0	6,6

Источник: [75]

Крупнейшим экспортером газа в мире является Россия, имеющая долю в мировом экспорте газа около 19 %, на втором месте Катар - около 12 %, третьем Норвегия (11 %).

В таблице 2.7 отражены крупнейшие импортеры газа. Крупнейшими импортерами газа являются Япония (11,3 % мирового рынка), Германия (10 %) и США (7,4 %).

Таблица 2.7

Крупнейшие импортеры газа

Страна	2015 год		2016 год		Темп прироста, %
	млрд.куб.м	%	млрд.куб.м	%	
Япония	122,9	12,2	118,0	11,3	-4,0
Германия	88,4	8,8	104,0	10,0	17,6
США	76,3	7,6	77,0	7,4	0,9
Китай	57,8	5,7	59,8	5,7	3,5
Италия	51,2	5,1	56,2	5,4	9,8
Весь мир	1009,4	100,0	1042,4	100,0	3,3

Источник: [75]

По данным на 1 января 2017 г. добычу природного и попутного нефтяного газа в России осуществляет 268 добывающих предприятий, таких как:

- 1) входящие в структуру нефтяных холдингов (85 предприятий);
- 2) дочерние предприятия группы «Газпром» (16 предприятий);
- 3) структурные подразделения ПАО «НОВАТЭК» (5 предприятий);
- 4) независимые нефтегазодобывающие компании (159 предприятий);
- 5) предприятия, работающие на условиях соглашений о разделе продукции (3 предприятия) [36].

Структура участников добычи газа представлена на рисунке 2.2.



Рисунок 2.2 - Структура участников добычи газа в 2016 г.

Источник: [21]

В газовой отрасли Российской Федерации доминирует Группа «Газпром», где сосредоточены значительные ресурсы газа, и значительные технологические объекты, которые располагаются на территориях разных субъектов РФ, и вся сеть магистральных трубопроводов с центром управления в рамках одной компании. Она представляет имущественный производственный комплекс, состоящий из организационно, технологически и экономически взаимосвязанных и централизованно управляемых производственных и прочих объектов, которые предназначены для добычи, транспортировки, хранения и поставок газа. Это основная система газоснабжения в России, и ее деятельность регулируется государством в законодательном порядке [23, с. 152].

ПАО «Газпром» строится по принципу вертикальной интеграции, то есть он имеет в структуре всевозможные производственные переделы, начиная с геологоразведки заканчивая реализацией газа, конденсата и нефти.

Компании нефтегазовой отрасли осуществляют газодобычу, в основном, попутного нефтяного газа, отличающегося по характеристикам от природного. Многие компании заинтересованы добывать природный газ, крупнейшими являются Лукойл и Роснефть.

Кроме того, в Российской Федерации укрупняются позиции независимых производителей газа, а самыми крупными из них являются «НОВАТЭК» и «Сибнефтегаз». Также функционируют менее крупные региональные газодобывающие компании – «Норильскгазпром», «Таймыргаз», «Якутская топливно-энергетическая компания» и прочие.

ПАО «НОВАТЭК» является крупнейшим российским независимым производителем природного газа. Данная компания осуществляет разведку, добычу, переработку и реализацию природного газа и жидких углеводородов. В 2015 г. в эксплуатацию введены значительные месторождения, а добыча газа выросла на 9 %. Компанией обеспечен рост добычи жидких углеводородов 51 %, это позволило полностью загрузить производственные мощности заводов компании по переработке газового конденсата. Стратегическая цель компании - сохранение позиции ведущего независимого производителя природного газа в России с помощью увеличения собственной добычи углеводородов, расширении собственной ресурсной базы, оптимизации каналов сбыта, развитии новых проектов [42].

Показатели производства, потребления и экспорта природного газа в России представлены в таблице 2.8. Данные таблицы показывают, что в 2016 г. добыча газа стала выше по сравнению с 2015 г. Основные факторы, которые повлияли на снижение потребления и экспорта, это уменьшение внутреннего спроса на газовое топливо, которое обусловлено климатическим (теплые погодные условия отопительного сезона 2015-2016 гг.) фактором, экономическими факторами, таких как сокращение закупок газа странами ближнего зарубежья.

Таблица 2.8

Показатели производства, потребления и экспорта природного газа в России

Показатель	2015 год	2016 год	Изменение	Темпы прироста, %
Производство, млрд. куб. м	575,1	579,1	4,0	0,7
Экспорт, всего, млрд. куб. м	207,5	204,8	-2,7	-1,3
Экспорт в страны СНГ, млрд. куб. м	57,7	45,0	-12,7	-22,1
Экспорт в страны – нечлены СНГ,	149,8	159,8	10,0	6,7

млрд. куб. м				
Внутреннее потребление, млрд. куб. м	402,8	390,9	-11,9	-3,0

Источник: [75]

В газовой отрасли имеется ряд факторов, затрудняющих ее развитие. По данным [22, с. 87-88] к основным ограничителям на мировом рынке относятся факторы избыточного предложения природного и регазифицированного сжиженного газа, стагнация в экономике Европы, активная политика диверсификации структуры импорта странами Евросоюза, а также неразвитость системы транспортировки газа, относящийся к восточному экспортному направлению. Рост добычи газа в Соединенных Штатах Америки, перенаправление поставок Ближнего Востока из США в Европу, напряженная международная политическая ситуация и экономические санкции ведут также к дополнительным барьерам экспортирования российского газа. В России реализация программы газификации регионов, замедлилась, вследствие экономического кризиса и проблемы неплатежей потребителей газа, что привело к отмене планов газоснабжения во многих регионах.

Из-за влияния этих негативных факторов в отрасли усиливаются изменения конкурентной среды. Предпосылки для них сформированы из-за развития независимых от «Газпром» компаний, в следствии чего «Газпром» уменьшает долю внутреннего рынка, с ростом добычи и переработки газа прочих компаний (ПАО «НК «Роснефть», ПАО «НОВАТЭК» и прочих).

Можно отметить, то что получение прогноза показателей газодобычи в РФ сейчас находится под влиянием санкций. Так экспортный контроль США в отношении товаров, которые предназначены для глубоинной разведки и добычи морских арктических, сланцевых проектов производства нефти или газа в России, затрудняет для российских компаний приобретение необходимых зарубежных технологий, что препятствует разработке трудноизвлекаемых запасов газа, снижая рентабельный срок освоения месторождений [22, с. 89].

Это может привести к откладыванию масштабных российских проектов по освоению месторождений газа на арктическом шельфе.

По данным [22, с. 89] полноценная экономическая изоляция России представляется сомнительной, из-за большой интеграции мировых капиталов в некоторых отраслях страны. Например, США и Евросоюз, применяя санкции против ПАО «Роснефти» воздействуют на интересы британской компании BP, ей принадлежит 19,75 % акций ПАО «Роснефть». Либо ограничение поставок российского газа в Евросоюз скажется на прибыли Bank of New York, ему принадлежит 27 % акций компании «Газпром».

Поэтому в настоящее время газовой отрасли ставятся следующие задачи:

- планомерное освоение, опираясь на современные технологии и передовую технику при реализации условий их создания отечественными предприятиями экономически целесообразных ресурсов газа, как новых, так традиционных районах России и на континентальном шельфе с ростом добычи газа до 40 %;

- увеличение, модернизация системы газоснабжения с необходимостью формирования новейших экспортных маршрутов и процесса газификации российских регионов, например, создание газотранспортной инфраструктуры в регионах Дальнего Востока и Восточной Сибири, с наличием возможности ее интеграции в единую систему газоснабжения;

- рост глубокой переработки не меньше 1/3 части добываемого газа, которое учитывает утяжеление компонентного состава новых месторождений и присутствие ценных компонентов в нем;

- полная диверсификация экспорта газа на основе роста производства сжиженного природного газа в пять и более раз и рост поставок газа, на рынок стран Азиатско-Тихоокеанского региона в 8-9 раз;

- необходимое обеспечение всех условий для роста потребления и соответствующего роста производства газомоторного топлива, которое соответствует международным стандартам качества;

- полноценная разработка отечественных технологий в области добычи как нетрадиционных ресурсов, так глубоководного бурения, газохимии [53].

Минэнерго России с целью дальнейшего развития газовой промышленности поставило ряд текущих задач: продолжить освоение Якутского центра газодобычи, включая развитие газотранспортной системы «Сила Сибири»; продолжить реализацию комплексного плана по развитию производства сжиженного природного газа на полуострове Ямал; приступить к реализации «дорожной карты» по упрощению процедуры подключения новых потребителей к сетям газораспределения; обеспечить рост производства крупнотоннажных пластмасс до 5,1 млн. т.; продолжить работу по монетизации природного и попутного газа, добываемого независимыми производителями на новых месторождениях Восточной Сибири и Дальнего Востока; проработать комплекс мер по стимулированию строительства новых заводов по производству сжиженного природного газа [22, с. 90].

По данным [43] отличительной особенностью между отечественным и зарубежным опытом в технологии промышленной подготовки газа является осуществление промысловой переработки газа зарубежом на газоперерабатывающих заводах, осуществляющих комплексную подготовку и переработку углеводородного сырья, а в России эти процессы происходят на месторождениях.

Динамика инвестиций в нефтяную и газовую отрасли России приведены в приложениях 1, 2.

По данным [43] на сегодняшний день вложения газового комплекса в новые технологии и инновационные разработки можно разделить на четыре направления, приведенные в таблице 2.9.

Таблица 2.9

Направление инноваций в газовой промышленности

Направление	Направления инноваций
Разработка месторождений	Создание технологий и технических средств для эффективной добычи природного газа, жидких углеводородов и высокомолекулярного сырья
	Создание новых схем и методов разработки месторождений с помощью наклонно-направленных, горизонтальных и многозабойных «интеллектуальных» скважин с большими отклонениями от вертикали
	Разработка методов, технических средств и технологий освоения трудноизвлекаемых и нетрадиционных ресурсов газа в низконапорных

	коллекторах, газогидратных залежах и метана угольных бассейнов
	Создание новых экономически эффективных технологий добычи и использования «низконапорного» газа
Транспорт и подземное хранение газа	Создание технологий и технических средств для строительства, реконструкции и эксплуатации трубопроводных систем с оптимальными параметрами транспорта газа и устойчивостью к воздействию естественных факторов и технологических нагрузок
	Разработка и внедрение новых импортозамещающих технологий и материалов, обеспечивающих повышение эксплуатационных характеристик труб и газотранспортного оборудования
	Развитие технологий и совершенствование оборудования для обеспечения надежного функционирования ЕСГ, включая методы и средства диагностики и ремонта
	Создание современных методов и средств диспетчерского управления ГТС ЕСГ
	Развитие технологий и технических средств магистрального транспорта жидких углеводородов и сжиженных углеводородных газов
	Разработка технологий и технических средств разведки, сооружения и эксплуатации подземных хранилищ газа и жидких углеводородов в пористых средах, в многолетнемерзлых породах и отложениях каменной соли
Переработка углеводородов	Разработка энергосберегающих технологий глубокой переработки углеводородного сырья, технических решений по созданию новых и совершенствованию существующих газоперерабатывающих и газохимических производств
	Разработка техники и технологий, направленных на повышение эффективности переработки серосодержащих газов, получение высоколиквидной продукции на базе газовой серы
	Разработка и внедрение новых технологий производства синтетических жидких топлив из природного газа
	Разработка технологий производства новых эффективных реагентов (селективные абсорбенты, многофункциональные адсорбенты, катализаторы) для использования при переработке углеводородного сырья в товарную продукцию

Продолжение таблицы 2.9

Направление	Направления инноваций
Экология	Разработка и внедрение методов и технологий сооружения промышленных объектов, обеспечивающих сохранение природных ландшафтов
	Разработка методов снижения техногенного воздействия предприятий отрасли
	Создание системы геодинамического мониторинга за разработкой месторождений
	Разработка и внедрение технологий и оборудования, обеспечивающих снижение выбросов парниковых газов

Источник: [43]

Отечественный рынок газа находится в весьма сложном состоянии, о чем свидетельствует развитие конкуренции, созданной в основном «Газпром» и

независимыми производителями, которые на сегодня достигли паритета на внутреннем рынке. Однако полноценного развития рынка не происходит, он пребывает в стагнации. Внутренние цены на газ не отражают издержки его производства и реализации, соответственно не позволяют компаниям их покрывать и работать эффективно. С учетом сложной ситуации на внешних рынках это серьезнейший риск, который может негативно сказаться на будущем отрасли [12].

По данным [12] для обеспечения устойчивого развития газовой отрасли необходимо в кратчайшие сроки и достаточно четко определить принципы формирования конкурентных цен на газ на внутреннем рынке и сроки перехода к ним. Цена на газ должна отражать конкурентные его преимущества, обеспечивать приемлемую норму доходности для производителей, стимулировать газосбережение и при этом быть посильной для промышленных потребителей и населения.

Решение вопроса о ценообразовании должно стать одним из основных блоков концепции развития внутреннего рынка газа, которая, согласно поручению президента, должна появиться уже в краткосрочной перспективе.

Помимо ценообразования, важной задачей является производство товарной продукции с качествами, соответствующими нормативной документации. Нормами, которыми руководствуется компания Газпром, является СТО Газпром 089-2010. Однако данный нормативный документ, регламентирующий качество природного газа, подающего в магистральный газопровод, не включает нормирование компонентного состава газа. В связи с этим необходимо рассмотреть вопросов о возможности включения в показатели качества природного газа данной характеристики.

По документам стратегического планирования [53], до 2030 г. экспорт энергоносителей будет оставаться важнейшим фактором развития российского хозяйства.

Обеспечив выполнение задач, поставленных перед газовой отраслью в стратегических документах, и проведя соответствующие для их решения

мероприятия, можно будет обеспечить в долгосрочной перспективе дальнейшее эффективное развитие данной отрасли, а также экономический рост и благополучие населения России.

2.2. Опыт и методика успешной реализации модернизации технологического процесса подготовки природного газа на предприятиях газовой промышленности

По данным статьи [54] газоконденсатные месторождения Западной Сибири и полуострова Ямал в перспективе будут составлять большой процент по отношению к газовым месторождениям с сеноманскими залежами. В настоящее время технология НТС эффективно используется на многих нефтегазо- и газоконденсатных месторождениях Западной Сибири.

Успешные реализации модернизации технологического процесса промышленной переработки газа методом низкотемпературной сепарации в России представлены следующими.

В последние годы технологические схемы НТС с ТДА приобрели обширное распространение и применение в газовой отрасли. За минувшие 3 года в Группе «Газпром» внедрены в эксплуатацию ТДА на УКПГ Бованенковского (30 агрегатов) и Заполярного НГКМ (7 агрегатов). В отечественной газовой отрасли продолжается активное внедрение ТДА в промышленные технологии подготовки газа. Массовое использование ТДА обуславливается перспективой достижения значительно более низких температур по сравнению с дроссельной или эжекторной технологиями при той же разности давлений. Необходимость в ТДА в ближайшие 10 лет оценивается в количестве более 40 единиц по данным источника [54, с. 102].

Внедрение турбодетандерных агрегатов на установках комплексной подготовки газа возможно по двум вариантам: «компрессор-детандер» («К–Д») или «детандер-компрессор» («Д–К»).

Примером применения ТДА в составе промышленных объектов подготовки газа с обвязкой «К–Д» является УКПГ-1В Ямбургского НГКМ. В зимнее время

года работа УКПГ-1В осуществляется по технологии НТС с эжектором, ТДА включаются только в теплый период года.

Примером установки НТС с ТДА с подключением согласно схеме «Д–К» является УКПГ Бованенковского НГКМ.

НТС с наружным холодильным циклом. В качестве внешнего холодильного цикла применяется пропановая холодильная установка (ПХУ). В отечественной практике (ПХУ) была внедрена на Оренбургском газоперерабатывающем заводе, она позволила проводить процесс сепарации газа на температурном уровне минус 30 °С. Модель НТС с холодильным циклом дает возможность увеличить период работы УКПГ без ДКС и уменьшить энергозатраты на компримирование газа на ДКС приблизительно на 50 % по сравнению с эжекторной или дроссельной технологиями. При этом резко сокращается количество газоперекачивающих агрегатов. Однако применение ПХУ требует наличие в схеме НТС дожимного компрессора на газах конечной ступени дегазации конденсата.

Использование процесса ректификации в условиях промысла. Более конструктивным методом углубления глубины извлечения целевых компонентов с конденсатом является реализация проекта НТС в температурном диапазоне от минус 55 до минус 50 °С. Реализация НТС при наиболее низких температурах нецелесообразна в условиях промысла, так как не только усложняется технологическое оформление производства, но и возникает потребность применения сталей, которые способны выдерживать данный диапазон рабочих температур, что резко удорожает промысловую переработку газа. Помимо этого, в данном температурном диапазоне в условиях промысла происходит активное выпадение нецелевого компонента – метана.

Технологический процесс при температуре около минус 50 °С требует включения в схему УКПГ ректификационной колонны. Технологические схемы, включающие в себя разделительную колонну, встроенную в единую схему подготовки газа, приобрели название низкотемпературной сепарации и ректификации (НТСР). Разнообразие технологий НТСР связано с

особенностями составов сырья месторождений и требованиями к товарной жидкой продукции. По данной технологии можно получать нестабильный, деэтанализированный или стабильный конденсаты. Технология НТСР на указанном температурном уровне дает возможность извлекать с товарным потоком нестабильного конденсата 98-99 % углеводородов $C_{5+В}$, 60-70 % пропанбутанов и 20-25 % этана от их содержания в сырьевом потоке. Изначально данная технология была разработана для извлечения ценных компонентов углеводородного конденсата на месторождениях Надым-Пур-Тазовского нефтегазового региона, подлежащих переработке на действующем заводе деэтанализации и строящемся в Новом Уренгое газохимическом комплексе [54, с. 106].

Один из вариантов модернизации технологии промышленной переработки газа методом НТСР с получением товарного нестабильного конденсата был реализован в проекте обустройства валанжинских залежей Заполярного НГКМ.

Технологический процесс методом НТСР является перспективным применительно к решению задачи увеличения глубины извлечения ценных углеводородов на газоконденсатных месторождениях ПАО «Газпром».

2.3. Организационно-правовая характеристика и анализ основных экономических показателей хозяйственной деятельности предприятия, реализующего проект модернизации

Публичное акционерное общество «Газпром» является глобальной энергетической компанией. К основным направлениям деятельности относят геологоразведку, добычу, транспортировку, хранение, переработку и реализацию газа, газового конденсата и нефти, а также производство и сбыт тепловой и электроэнергии [8].

По данным [8] на 2016 г., акционерами являются: Российская Федерация в лице Федерального агентства по управлению государственным имуществом (38,37 %), АО «Роснефтегаз» (10,97 %), ОАО «Росгазификация» (0,89 %), владельцы АДР (26,86 %), прочие зарегистрированные лица (22,91 %).

Основной своей миссией данное общество считает надежное, эффективное и сбалансированное обеспечение потребителей природным газом, другими видами энергоресурсов и продуктами их переработки.

Основной целью развития компании в области газопереработки и газохимии является увеличение глубины извлечения ценных компонентов природного газа, а также попутного нефтяного газа и их эффективное использование для дальнейшей переработки в высоколиквидную продукцию с добавленной стоимостью, создание новых газоперерабатывающих и газохимических производств.

Стратегическая цель «Газпрома» – становление как лидера из глобальных энергетических компаний связанное с освоением новых рынков, диверсификацией деятельности, обеспечением надежности поставок.

У ПАО «Газпром» богатые запасы природного газа, доля которых составляет 17 % в мировых запасах, в российских запасах - 72 %. На долю «Газпрома» приходится 11 % мировой добычи и 66 % добычи газа в России. Предприятие реализует глобальные проекты по освоению газовых ресурсов

Ямала, на арктическом шельфе, в Восточной Сибири и Дальнем Востока. Предприятию принадлежит несколько проектов по разведке и добыче углеводородов в зарубежных странах.

Компания владеет крупнейшей в мире сетью газотранспорта, ее протяженность составляет 171,2 тыс. км. В России «Газпром» реализует больше половины реализуемого газа, является поставщиком газа в более 30 стран зарубежья [8].

Группа «Газпром» - единственный в России производитель и экспортер сжиженного природного газа с суммарной установленной мощностью производства 17 % от мощности российской энергосистемы., являясь лидером в мире по генерации тепловой энергии.

Особенность данного общества и одно из его преимуществ это то, что предприятие одновременно производит и поставляет энергоресурсы, располагает мощной ресурсной базой, разветвленной газотранспортной инфраструктурой. Компания является своеобразным энергетическим «мостом» между рынками Европы и Азии, поставляет собственный газ и оказывает услуги по транзиту газа другим производителям [8].

«Газпром» является также и одним из крупнейших работодателей РФ – общая численность персонала на конец декабря 2016 г. составила 459,4 тыс. человек.

По состоянию на 31 декабря 2016 г. на территории России мощности Группы «Газпром» в добыче углеводородов отображены в таблице 2.10.

Таблица 2.10

Мощности Группы «Газпром» в добыче углеводородов на территории России по состоянию на конец 2016 г.

Показатель	2015 год	2016 год	Изменение абсолютное	Темпы прироста, %
Разрабатываемые месторождения, ед.	146,0	151,0	5	3,4
Действующие газовые эксплуатационные скважины, ед.	7358,0	7441,0	83	1,1
Действующие нефтяные эксплуатационные скважины, ед.	8461,0	8681,0	220	2,6
Проектная суммарная	1119,7	1119,7	0	0,0

производительность УКПГ, млрд. куб. м				
---------------------------------------	--	--	--	--

Источник: составлен на основании [8]

Освоение нефтяных запасов ведется преимущественно на территории ЯНАО и ХМАО-Югры, еще в Томской, Омской, Оренбургской и Иркутской областях, в Печорском море. Основной центр добычи газа данного общества - Надым-Пур-Тазовский нефтегазоносный район в ЯНАО. Количество действующих эксплуатационных скважин выросло на 220 скважин [8].

Основные показатели деятельности ПАО «Газпром» представлены в таблице 2.11. Положительным моментом является рост добычи газа на 0,1 % или 0,6 млрд. куб метров.

Таблица 2.11

Основные показатели деятельности предприятия

Основные показатели предприятия	2015 год	2016 год	Изменение абсолютное	Темп прироста, %
Операционные показатели, млрд. куб. м				
Добыча газа	419,5	420,1	0,6	0,1
Продажа газа, в т.ч.	445,9	476,4	30,5	6,8
Европа и другие страны	184,4	228,3	43,9	23,8
Страны СНГ	40,3	33,2	-7,1	-17,6
РФ	221,0	214,9	-6,1	-2,8
Операционные показатели, млн. т				
Добыча конденсата	15,3	15,9	0,6	3,9
Цены на газ, руб./тыс. куб.м				
Европа и другие страны	15057,0	11763,0	-3294,0	-21,9
Страны СНГ	11911,0	10263,0	-1648,0	-13,8
РФ	3641,0	3816,0	175,0	4,8
Финансовые показатели, млрд. руб.				
Выручка:				
от реализации газа	6073,0	6111,0	38,0	0,6
от нефтегазопереработки	1556,0	1498,0	-58,0	-3,7
от сырой нефти и конденсата	261,0	412,0	151,0	57,9
от транспортировки газа	194,0	199,0	5,0	2,6
от прочей реализации	211,0	218,0	7,0	3,3
Операционные расходы	-4849,0	-5389,0	540,0	11,1
Прибыль от продаж	1228,0	726,0	-502,0	-40,9
Чистые финансовые расходы	-419,0	476,0	57,0	13,6
Доля в прибыли зависимых предприятий	107,0	83,0	-24,0	-22,4
Чистая прибыль	787,0	952,0	165,0	21,0

Источник: составлено по данным [8]

Согласно данным [8, 17] наблюдается рост продаж газа в совокупном выражении на 6,8 %. Данный результат обусловлен резким ростом экспортных поставок в Европу (+23,8 %). Подобный рост объемов поставок можно объяснить, как дешевизной контрактного газа, демонстрирующего с определенным лагом динамику нефтяных цен, так и опасениями европейских клиентов касательно транзита через Украину.

Резкий рост экспорта не полностью устранил влияние падения экспортных долларовых цен на 28,3 % (или на 21,9 % в рублях), что привело к снижению выручки от поставок газа в Европу на 1,2 % до 2,14 трлн. руб. [17].

Поставки газа в СНГ снизились в объемах продаж на 17,6 %, а в ценах на 13,8 %. Общее снижение выручки в рублях составило 27,9 %.

Снижение поставок в России на 2,8 % компенсировано ростом реализации на 4,8 %, что способствовало росту выручки от продаж в России на 1,8 % или 820 млрд. руб.

Анализ прочих статей доходов показывает рост выручки от продаж нефти и газоконденсата на 58,1 %, и значительный темп роста доходов электроэнергетического дивизиона (на 13,4 %), что повлияло на рост общей выручки Газпрома на 0,6 % или 6,1 трлн. руб. по данным [8, 17].

Анализы запасов углеводородов на территории России, коэффициента восполнения разведанных запасов, анализы добычи и объема переработки углеводородного сырья, выручки от реализации и объема реализации углеводородов в том числе конденсата газового приведены в приложении 3.

Информация источника [17] раскрывает, что операционные расходы «Газпрома» прибавили 11,1 %. Расходы на покупку газа выросли на 7 %, благодаря сохраняющемуся эффекту от окончания сделки с «Wintershall Holding GmbH» по обмену активами. В результате нее Газпром получил контроль над частью компаний, которые занимаются продажей и хранением газа.

Расходы Газпрома на покупку нефти выросли на 24 %, что связано с ростом спроса на нефть в Европе и увеличением активности группы «Газпром

Германия» в Китае и Южной Корее, и с ростом объемов покупок нефти на внутреннем рынке.

Расходы, связанные с транзитом газа, нефти и продуктов нефтегазопереработки выросли на 14 %. Это связано с ростом расходов на транзит газа на территории Украины и Германии. В следствии данных факторов прибыль от продаж снизилась на 40,9 % и составила 726 млрд. руб.

По финансовым статьям компания отражает итоговое положительное сальдо в 560 млрд. руб., которое связано с образованием положительных курсовых разниц кредитного портфеля.

Общий долг за год снизился с 3,4 до 2,8 трлн. руб., обслуживание долга обошлось компании в 71,6 млрд. руб. Данная сумма меньше процентов к получению, которые составляют 93,5 млрд. руб. Положительное сальдо позволило компании зафиксировать чистую прибыль в 951,6 млрд. руб., ее рост составил 20,9 % [17].

Показатели развития и ремонт магистральных газопроводов Группы «Газпром» приведены в таблице 2.12.

Таблица 2.12

Показатели развития и ремонта газопроводов

Показатели	2015 год	2016 год	Изменение
Ввод в эксплуатацию магистральных газопроводов и отводов, км	993,00	771,00	-222,00
Капитальный ремонт, км	1441,00	823,00	-618,00
Количество технических отказов на 1 000 км	0,05	0,03	-0,02

Источник: составлено по данным [8]

В 2016 г. объем ввода в эксплуатацию магистральных газопроводов и отводов снизился на 222 км, отремонтировано на 618 км меньше, чем в 2015 г. Количество технических отказов снизилось на 0,02.

В структуре магистральных газопроводов наибольший удельный вес занимают газопроводы с возрастом 21-30 лет и 31-40 лет, о чем свидетельствует рисунок 2.3.

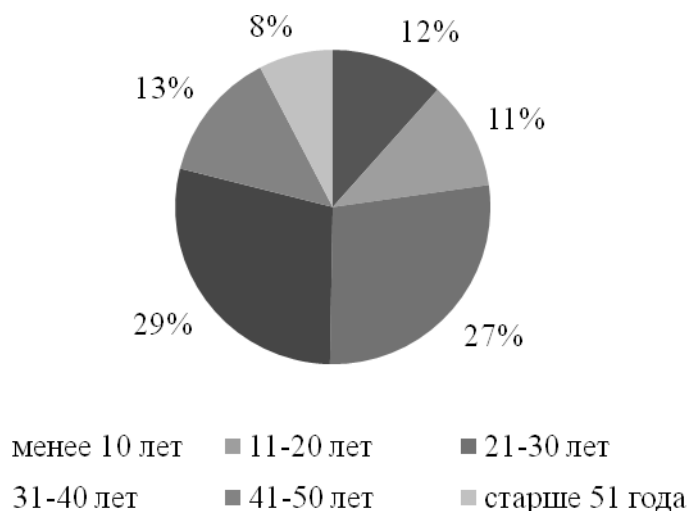


Рисунок 2.3 - Структура магистральных газопроводов Группы Газпром на территории России по сроку эксплуатации, тыс. км

Источник: составлено по данным [8]

В ближайшие годы «Газпрому» предстоят расходы на следующие постройки газопроводов: «Сила Сибири», «Турецкий поток», «Северный поток – 2», на их строительство требуется 4,6 млрд. евро. Газпром планирует получить 638 млрд. руб. в связи с продажей активов и новых займов в 2017 г. В 2018 г. «Газпрому» предстоит погасить 10,5 млрд. евро [10].

Свое дальнейшее развитие ПАО «Газпром» связывает с выполнением следующих задач, в том числе:

- 1) планомерное развитие минерально-сырьевой базы в газодобывающих регионах, формирование газодобычи в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке, Ямале, континентальном шельфе;
- 2) активнейшее участие в различных проектах за рубежом, связанных с разведкой, добычей, транспортировкой и сбытом углеводородов, что способствует обеспечению участия на мировых рынках энергоресурсов;
- 3) планируется создание и дальнейшее развитие различных центров газодобычи, газопереработки, включая центры по производству гелия, сжиженного природного газа;
- 4) дальнейшее расширение и модернизация единой системы транспортировки газа с учетом перспектив диверсификации поставок газа;

5) рост производства сниженного природного газа в портфеле компании и расширение количества объектов подземного хранения газа как на территории России, так и за рубежом;

6) разработка новых газоперерабатывающих, а также газохимических производств, увеличение степени извлечения ценных компонентов природного газа и попутного нефтяного газа, их эффективное применение в целях последующей переработки в другие товары с более высокой добавленной стоимостью;

7) бесперебойное снабжение страны газом, рост эффективности и рентабельности продаж [23, с. 152-153].

Таким образом, по итогам данной главы можно сделать следующие выводы, о том, что Россия играет важную роль на мировом рынке газа, являясь одним из крупнейших производителей, потребителей и экспортером, обладая около 25 % мировых доказанных газовых запасов. Основным игроком в газовой отрасли является ПАО «Газпром», поскольку на долю «Газпрома» приходится 11 % мировой добычи и 66 % добычи газа в России.

Кроме того отличия в технологиях промышленной подготовки газа между отечественным и зарубежными опытом заключается в том, что за рубежом комплексная подготовка и переработка газа осуществляется на газоперерабатывающих заводах, а в России на промыслах. Практически по всем ключевым направлениям в промысловой переработке газа иностранные компании технологически превосходят отечественные.

Российские компании довольно неохотно вкладывают свои средства в собственные технико-технологические разработки, которые не гарантируют коммерческой выгоды и требуют многолетних инвестиций в опытное производство. В свою очередь, научно-исследовательские и проектные институты, работающие при нефтегазовых компаниях или выполняющие разработки по их заказу, часто попросту не готовы решать долгосрочные задачи, требующие больших вложений и сопровождающиеся высоким риском.

После изучения основных проблем и направлений модернизации газовой отрасли, выявлено, что одним из наиболее выгодных и легкорезализуемых направлений является модернизация технологии подготовки газа на промыслах. Модернизация технологических процессов на месторождениях способствует повышению качества товарной продукции, повышению мощностей установок, регулированию экологической ситуации окружающей среды, повышению выручку и прибыли предприятия, благоприятствует внедрению инноваций в отрасль.

ГЛАВА 3. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПУТЕМ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА В КОНЦЕВОМ СЕПАРАТОРЕ

3.1. Краткая характеристика проекта

В главе 2.1. рассмотрены основные проблемы и направления модернизации газовой отрасли (таблица 2.9.). Одним из наиболее выгодных и легко реализуемых направлений является модернизация технологии подготовки газа на месторождениях. В качестве конкретного примера рассмотрен проект модернизации технологии подготовки природного газа путем изменения температурного режима в концевом сепараторе, предлагаемый для реализации на установке УКПГ Заполярного месторождения.

Заполярное нефтегазоконденсатное месторождение представляется одним из крупнейших по количеству запасов и максимально мощным по добыче газа месторождений в России. Месторождение, располагающее запасами газа, конденсата газового и нефти, обнаружено в 1965 г. Заполярное НГКМ расположено в пределах Тазовского района Ямало-Ненецкого автономного округа в 85 км к юго-востоку от районного центра – пос. Тазовский и в 80 км к востоку от Уренгойского месторождения [44].

Месторождение размещено в зоне развития сплошной толщи многолетней мерзлоты, подошва которой в разведочных скважинах прослеживается на глубинах 380-495 м.

Климат Заполярного месторождения избыточно-влажный, с холодным летом и умеренно суровой снежной зимой. Климатические данные холодного периода года: средняя температура января минус 26,7 °С; абсолютный минимум минус 60 °С. Климатические данные теплого периода года: средняя температура июля 13,4 °С; абсолютный максимум 32 °С.

Согласно сведениям источника [44] общие запасы природного газа составляют более 3,5 трлн. куб. м. Верхняя сеноманская залежь содержит приблизительно 2,6 трлн. куб. м газа, валанжинские горизонты - примерно 735 млрд. куб. м газа. Согласно размерам запасов природного газа в международном рейтинге газовых месторождений Заполярное занимает пятое место.

Лицензия на исследование, разработку и эксплуатацию месторождения принадлежит стопроцентной дочерней компании Группы «Газпром» - ООО «Газпром добыча Ямбург», годовой отчет которого приведен в приложении 4. Размер вложений в разработку месторождения с 1994 г. составил около 140 млрд. руб. (без транспортной инфраструктуры); ежегодная добыча составляет около 105 млрд. куб. м в год.

Согласно проекту была создана установка УКПГ мощностью 35 млрд. куб. м в год, являющаяся крупнейшей в мире.

В таблице 3.1 представлены этапы основания Заполярного месторождения по годам.

Таблица 3.1

Этапы освоения месторождения

Дата	Этап
1965	открытие Заполярного НГКМ
1992	подписание договора между ПО «Ямбурггаздобыча» (в настоящее время – ООО «Газпром добыча Ямбург») и администрацией Тазовского района об освоении Заполярного месторождения
31 марта 1994 г.	начало освоения месторождения
30 сентября 2001 года	добыча первого газ из сеноманских залежей Заполярного НГКМ
31 октября 2001 г.	ввод в эксплуатацию первой установки комплексной подготовки газа (УКПГ–1С), производительностью 35 миллиардов кубических метров газа в год
декабрь 2002 г.	ввод в эксплуатацию УКПГ-2С, производительностью 32,5 миллиарда кубометров газа в год
19 декабря 2003 г.	запуск в работу УКПГ–3С, проектная мощность которой составляет 32,5 миллиарда кубометров газа в год
2004 г.	добыча с Заполярного НГКМ 100 миллиардов кубических метров газа в год
апрель 2011 г.	начало добычи газа и конденсата из валанжинских залежей Заполярного месторождения
январь 2013 г.	выведение месторождения на проектную мощность 130 миллионов

	кубометров газа в год
--	-----------------------

Источник: составлено по данным [44]

В 2009 г. был подписан план по исследованию, разработке и эксплуатации нефтяных оторочек и газоконденсатных залежей Заполярного месторождения, организовавший ООО «ТюменНИИгипрогаз».

Установка комплексной подготовки газа валанжинской залежи Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения предназначена для подготовки газа методом низкотемпературной сепарации (НТС) и нестабильного конденсата методом последовательной дегазации и выветривания в емкостях с нагревом. Сооружения основного производства УКПГ Заполярного месторождения предназначены для очистки газа от влаги, тяжелых углеводородов и механических примесей, для подготовки газа природного и конденсата газового нестабильного к транспорту в соответствии с требованиями СТО Газпром 089-2010 и СТО Газпром 5.11-2008 [66].

Сырьем Заполярного НГКМ является природный газ (добываемый флюид), который отбирается с двух пластов: сеноманский ярус и ачимовский ярус. Добыча газа осуществляется через 79 эксплуатационных скважин, сгруппированных в 14 кустов. Номинальная производительность по пластовому газу составляет 9,54 млрд. куб. м/год. Единичная пропускная способность технологической линии подготовки газа – 10 млн. куб. м/сут. Количество технологических линий - 4 (3 рабочих + 1 резервная).

Товарной продукцией установки комплексной подготовки газа являются:

- газ сухой предназначен для подачи в систему магистральных газопроводов для транспортирования совместно с сеноманским газом.
- конденсат газовый нестабильный с Заполярного месторождения подается для дальнейшей переработки на установку подготовки конденсата к транспорту (УПКТ г. Н. Уренгой).

Технология подготовки газа и конденсата к транспорту методом НТС обуславливает необходимость подачи ингибитора гидратообразования на УКПГ, в качестве которого используют 90 процентный раствор метанола [64].

Основные положительные моменты УКПГ методом НТС:

- 1) минимальные капиталовложения и эксплуатационные затраты, особенно в первоначальный момент реализации и эксплуатации установки при наличии свободной разницы давлений;
- 2) одновременно с разделением жидких углеводородов происходит осушка газа до необходимых отраслевых стандартов компании;
- 3) довольно элементарна в эксплуатации и технико-техническом обслуживании, что предоставляет возможность применять технологического персонала средней квалификации;
- 4) легкость управления и регулировки технологического процесса и его автоматизация в условиях газопромысла;
- 5) возможность поэтапного добавления и развития технологии при уменьшении пластового давления, так уже во время проектирования установки предусмотрена замена дросселя на турбодетандерный агрегат единичной технологической линии, что продлевает срок результативной эксплуатации.

Но существуют и недостатки УКПГ, они следующие:

- 1) в процессе разработки месторождения пластовое давление газа падает, а, следовательно, увеличивается температура сепарации, в результате чего не только выход нестабильного конденсата, но и глубина извлечения ценных компонентов C_{5+} уменьшается;
- 2) значительные потери ценных компонентов с потоком товарного газа;
- 3) относительно невысокая глубина извлечения конденсата газового для тощих газов;
- 4) потребность в реконструкции установки с заменой источника холода после исчерпания свободного перепада давления.

Основным из выше перечисленных недостатков является потеря ценных компонентов C_{5+} с товарным газом, а, следовательно, снижение выхода конденсата газового нестабильного. Все это происходит из-за снижения

пластового давления сырьевого газа при эксплуатации скважин, что ведет к повышению температуры в конечном сепараторе.

Чтобы достичь максимального извлечения компонентов C_{5+} из природного газа необходимо выбрать технологический режим, а именно давление и температуру.

На базовой установке комплексной подготовки газа в конечном сепараторе температура составляет минус 40 °С, а после увеличения перепада давления газа в турбодетандере данная температура снижается до минус 45 °С.

В результате усовершенствования предполагается ввод дополнительного теплообменного оборудования, предназначенного для защиты охлаждения выходящего с установки потока товарного газа.

Целью модернизации УКПГ является увеличение глубины извлечения ценных компонентов C_{5+} . Для достижения этой цели поставлен ряд технических задач:

1) увеличить перепад давления в турбодетандерном агрегате, что поспособствует снижению температуры в конечном сепараторе;

2) привести в соответствие температуру выходящего потока газа сепарации из турбодетандера во избежание растепления грунта за счет установки рекуперативного теплообменника;

3) проанализировать изменения составов и выходов товарного газа и конденсата газового нестабильного после модернизации и установить ее эффективность;

4) произвести проектный расчет нового теплообменника для определения его типа и геометрических параметров, а также поверочный расчет для установления возможности работы базовой установки в новом технологическом режиме.

Модернизация технологии подготовки природного газа отвечает следующим отраслевым тенденциям:

- обеспечение роста глубокой переработки (не менее $\frac{1}{3}$ части) добываемого газа, учитывающее утяжеление компонентного состава осваиваемых месторождений и наличие в нем ценных компонентов;

- рост степени извлечения ценных компонентов природного газа, попутного нефтяного газа и их эффективное применения для дальнейшей переработки в товары с высокой добавленной стоимостью.

Также модернизация решает такие проблемы газовой промышленности России как:

- проблема доходности предприятий газовой отрасли в связи с низким уровнем подготовки газа на месторождениях и переработки газа;

- сырьевая модель производства, низкий уровень подготовки газа на месторождениях и переработки газа связывается с невысокой инновационной активностью.

3.2. Модель и регламент проекта

На государственном уровне разрешением проблемы преодоления технико-технологического отставания экономики занимается Комиссия при Президенте Российской Федерации по модернизации и технологическому развитию экономики России, созданная в соответствии с указом президента РФ от 20 мая 2009 г. № 579 [47]. В задачи комиссии включена подготовка требуемых поправок в имеющееся законодательство, поддержка основных проектов и направлений инновационного развития.

Выявлен круг проблем технической модернизации предприятий в России, рассмотренный в статье [39, с. 73-74]:

- осуществление полной модернизации производства неизбежно увеличивает амортизационные выплаты, следовательно, растет и стоимость конечной продукции;

- финансовая отчетность предприятия, не соответствующая международным стандартам, неизбежно уменьшает количество потенциальных инвесторов, провоцируя удорожание кредитных ресурсов;
- масштаб модернизации производства не всегда учитывает существующее оборудование (не рассчитывается очередность смены оборудования);
- экономия за счет покупки оборудования, бывшего в употреблении, может не принести ожидаемого эффекта (рост производительности) и повлечь дополнительные ремонтно-эксплуатационные затраты;
- реализованные инвестиционные проекты конца 90-х начала 2000-х гг. собственники по-прежнему считают современными, а предприятия – не нуждающимися в модернизации оборудования (переналадке, перепрограммировании и т.д.);
- сохраняется негативное отношение персонала к модернизации в связи с риском потери рабочего места.

Также в источнике [39, с. 74] рассматриваются предпосылки, которые указывают, что технологическая модернизация, исполняемая на отечественных предприятиях, вовсе не всегда имеет инновационный характер:

- компании не всегда имеют возможность купить новейшие технику и технологии, таким образом, приобретаются или устарелые, или те, которые в кратчайшее время будут таковыми;
- покупка современного оснащения потребует не только переналадки производственных линий, но и замены всей сопутствующей техники;
- длительное развитие модернизации производства (например, по финансовым причинам) приводит к устареванию производства, еще не вступившего в эксплуатацию.

Исходя из ограниченности и невозобновимости углеводородных ресурсов, присутствия в газовой отрасли общественно-политических, энергетических, торговых, технико-технологических, техногенных рисков, значительной потребности в углеводородном сырье различных секторов хозяйственного комплекса, следует осуществить в России актуальные меры по:

- осуществлении проектов по исследованию и введению отечественных инновационных технологий в области добычи и переработки углеводородного сырья, кроме того новых масштабных проектов в сфере изучения месторождений газа, его транспортировки и реализации;

- введению энергосберегающих технологий в секторах экономики - потребителях газа;

- развитию газоперерабатывающих и газохимических производств, в том числе производств извлечения жидких углеводородов из природного газа.

Технико-экономическое обоснование – это документ, в котором находятся технико-экономические исследования, разрешающие установить уровень целесообразности его реализации, а также анализ, вычисление показателей и эффективности инвестиционного проекта.

Технико-экономическое обоснование инвестиционного проекта содержит в себя:

- осуществление полномасштабного маркетингового исследования (спроса, цены, выявления основных конкурентов и т.п.);

- подготовку программы выпуска продукции на протяжении полезного срока использования инвестиционного проекта;

- разработку технико-технических решений (анализ состояния технологии, состава технологического парка оборудования, загрузки действующих производственных мощностей, предложения по модернизации и расширению производства с улучшением качества товарной продукции и т.д.);

- разработку инженерного обеспечения и оснащения;

- разработку природоохранных мероприятий окружающей среды;

- представление организации строительства;

- исследование системы управления предприятием, организации труда рабочих, служащих;

- разработку сметно-финансовой документации, в том числе, вычисления: издержек производства, капитальных вложений, доходов, потребности в

оборотном капитале, а также проектируемые источники финансирования проекта, выбор определенного инвестора;

- оценку рисков, сопряженных с реализацией проекта;
- установление сроков реализации инвестиционного проекта [65].

По данным [59] началом инвестиционного проекта считается период зарождения идеи либо период начала ее реализации, т.е. начало затрачивания средств. Окончание инвестиционного проекта является момент ввода объекта в эксплуатацию либо достижения проектом заданных результатов, либо остановки финансирования проекта, либо начала модернизации, либо ликвидации проекта.

Состояния, через которые проходит проект, называют фазами (этапами, стадиями). Проект разработки и осуществления инвестиционного проекта зачастую содержит в себе следующие стадии, которые показаны на рисунке 3.1:

1. Предынвестиционная стадия.
2. Инвестиционная стадия.
3. Эксплуатационная стадия.

Предынвестиционная фаза заключается в следующем:

- выбор и предварительное обоснование инвестиционного замысла (идеи);
- научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы;
- исследование инвестиционных возможностей;
- предварительное технико-экономическое обоснование проекта.

На предынвестиционной стадии качество инвестиционного проекта обладает значительной важностью, чем временной аспект, в связи с тем, что от качества проекта зависит уровень конкурентоспособности производства, кроме того снижение риска отклонения подлинных экономических показателей от предусмотренных в проекте. В данный период исполняется процесс формирования производственных активов и решаются вопросы, связанные с привлечением вложений: кредитами, эмиссией акций, набором и подготовкой персонала. Особенностью данной фазы является необратимость затрат, поскольку проект не завершен и пока не приносит доходов. Основными

этапами предынвестиционной стадии являются транспортировка, деятельность по монтажу, строительные и пуско-наладочные работы оборудования, которым предшествует проведение переговоров на поставку оборудования, осуществление подрядных строительного-монтажных работ, приобретение лицензий, патентов.

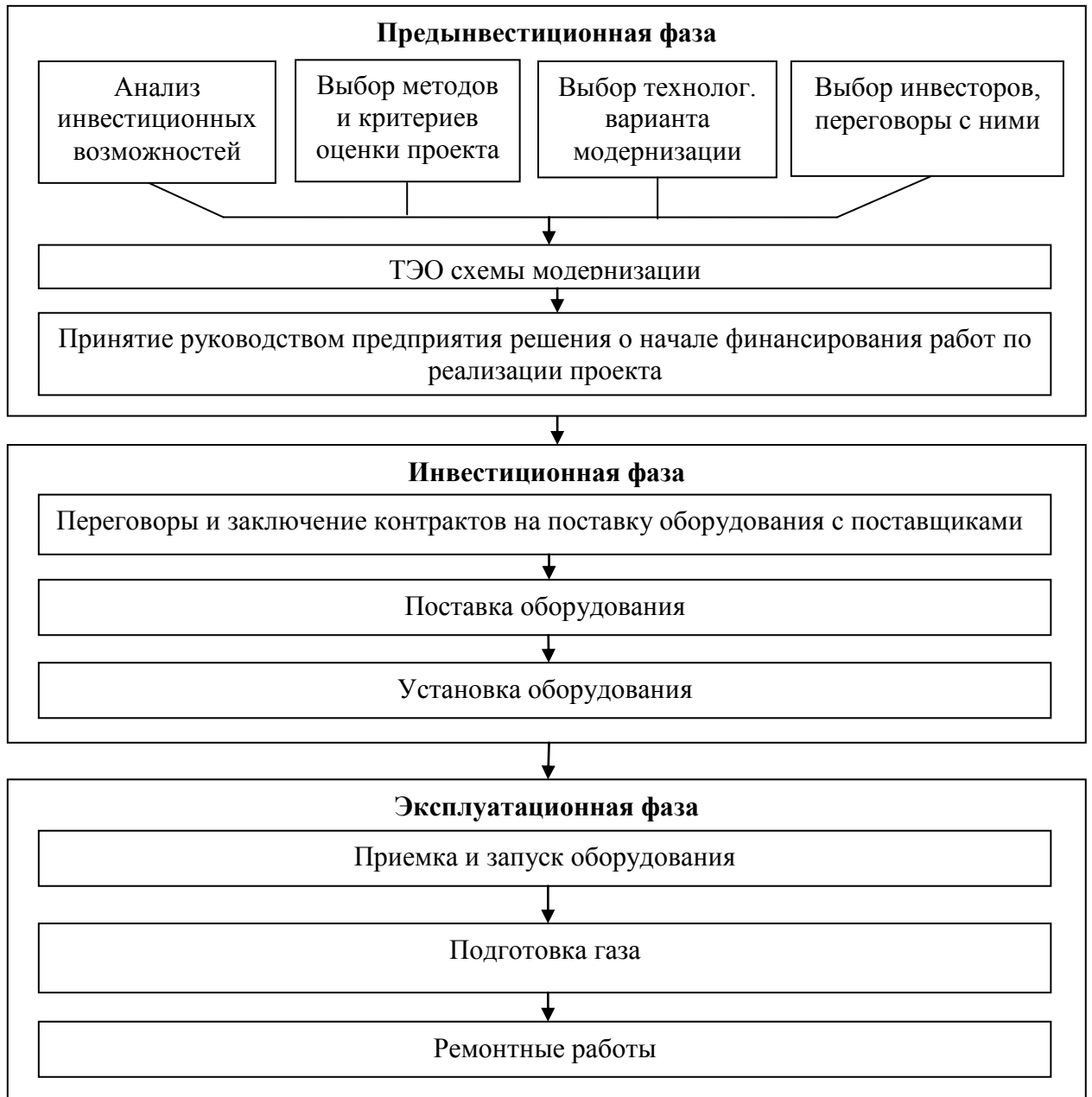


Рисунок 3.1 - Фазы реализации проекта

Источник: составлено автором по данным [59]

Инвестиционная стадия в отличие от предынвестиционной устанавливает временные рамки создания проекта производства и размеры затрат, предусмотренных сметой, которые должны неуклонно выполняться.

Трудности, возникающие в эксплуатационной стадии, следует рассматривать в краткосрочной, среднесрочной и долгосрочной перспективах. Краткосрочная перспектива предполагает начальный этап производства, при котором могут появиться трудности с освоением производственной мощности и проектных технико-экономических показателей - себестоимости, производительности труда, качества продукции и т. п. Единая продолжительность эксплуатационной фазы оказывает ощутимое воздействие на показатели экономической эффективности проекта: чем дальше во времени будет отнесена эксплуатационная фаза, тем больше будет размер чистого дохода. Однако имеются экономически целесообразные пределы использования элементов основного капитала, которые диктуются главным образом их моральным старением.

Реализация проекта модернизация технологического процесса подготовки природного газа способствует:

- увеличению глубины извлечения целевых компонентов C_{5+V} с товарным конденсатом газовым нестабильным, увеличение выхода конденсата за счет перераспределения целевых компонентов. Конденсат газовый нестабильный является ценным сырьем для газопереработки и газохимии, из которого можно получить товарные продукты с повышенной добавочной стоимостью;
- получению товарного газа надлежащего качества, соответствующего требованиям нормативной документации, который не будет содержать в своем составе ценных компонентов, что ведет к уменьшению потерь сырья газохимии;
- повышение мощности работы технологического оборудования (использование свободного потенциала оборудования);

– увеличению доходности предприятия от реализации товарной продукции с соответствующими показателями качества, как на внутренний рынок, так и на внешний;

– частичной стабилизации конденсат, что влечет к увеличению пропускной способности конденсатопровода (повышение объем реализации товарной продукции).

– более позднему вводу ДКС, причем с меньшим давлением нагнетания, что снижает затраты на реализацию данного проекта;

– снижению риска аварийной разгерметизации магистрального газопровода за счет регулирования температуры (поддержания отрицательных значений) выходящего потока товарного газа с установки, а следовательно предотвращения растепления грунта и предотвращения деформации трубопроводного коллектора.

– увеличение экологичности производства, вследствие контроля за процессом растепления грунта в зоне вечной мерзлоты.

3.3. Расчет затрат на реализацию проекта

Для того, чтобы произвести расчет показателей проекта, необходимо рассчитать их производственные параметры, которые сведены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2

Расчет основных параметров проекта

Показатель	Значение	Откуда берутся данные
Производственная мощность (максимально возможный годовой объем переработки сырья), тонн тыс. м ³	3128433,12 3578371,57	Формула 1.10
Суточная производительность оборудования, тонн/сутки тыс. м ³ /сутки	9837,84 11252,74	Данные установки
Эффективный фонд времени работы оборудования, суток	318	Данные предприятия
Коэффициент экстенсивности использования производственной мощности (характеризует использование оборудования во времени)	0,883	Формула 1.11
Коэффициент интенсивности (характеризует	1,0	Формула 1.12

использование оборудования по производительности)		
Интегральный коэффициент использования производственной мощности, или коэффициент мощности (характеризует полноту использования производственной мощности)	0,883	Формула 1.13
Производственная программа объекта (переработка сырья в год), тонн тыс. м ³	2762405,58 3159702,10	Формула 1.14

Источник: составлено автором по данным [66]

Таким образом, максимальный выпуск продукции в год составит 2762405,58 тонн или 3159702,1 тыс. куб. м.

Необходимо произвести расчет показателей производственной программы до и после модернизации установки комплексной подготовки газа, которые сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3

Производственная программа установки комплексной подготовки газа

Показатели	Выход продукции в расчёте на переработанное сырьё, %		Значения показателей за год	
	Базовая установка	Модернизированная УКПГ	Базовая установка	Модернизированная УКПГ
Взято сырья, тыс.т	100,000	100,000		
- флюид	98,529	98,475	2762,41	2762,41
- пластовая вода	0,508	0,508	14,24	14,24
- метанол	0,963	1,018	27,00	28,55
Выработано продукции,				
- сухой газ, тыс.т:			2154,63	2127,93
-сухой газ, тыс. м ³	76,851	75,857	2945561,03	2909059,88
-нестабильный конденсат, тыс. тонн	22,182	23,163	621,91	649,78
Потери, тыс.т	0,967	0,980	27,11	27,49

Источник: рассчитано автором по данным [66]

Капитальные затраты в создании любого объекта представляют собой сумму затрат на приобретение и транспортировку оборудования, строительных и монтажных работ (всё это в сумме – балансовая стоимость) и прочих затрат связанных с подготовкой кадров производства, содержанием дирекции строящегося объекта, с проектированием, изыскательными и другими работами.

Доля затрат на приобретение оборудования составляет 57 %, затрат на строительно-монтажные работы 23 %, т.е. балансовая стоимость основных средств объекта составляет 80 % всех капиталовложений, а величина прочих затрат 20 %.

Проект предусматривает ввод в эксплуатацию нового дополнительного оборудования на УКПГ Заполярного месторождения, данные по которому представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4

Затраты на приобретение и установку оборудования

Наименование	Единица оборудования, шт.	Цена за единицу, тыс. руб.	Сумма затрат, тыс. руб.
Теплообменник «труба в трубе»	1	184300	184300
Доставка оборудования на производство	1	44400	44400
Строительно-монтажные работы по установке аппарата	1	74000	74000
Пуско-наладочные работы	1	18500	18500
Итого	-	-	321200

Источник: составлено автором

Таким образом, капитальные затраты проекта составят 321200 тыс. руб.

Далее произведем расчет текущих затрат проекта.

Продолжительность смены составляет не более 12 часов, время работы не более 40 часов в неделю. Для женщин устанавливается рабочая неделя продолжительностью 36 часов с сохранением оплаты труда за 40-часовую рабочую неделю.

В таблице 3.5 приведено штатное расписание с указанием списочной численности УКПГ Заполярного НГКМ.

Таблица 3.5

Штатное расписание

Наименование профессий	Категория трудящихся	Разряд рабочих	Численность явочная/списочная		Должностной оклад, часовая тарифная ставка рабочих, руб.
			явочная	списочная	
Начальник установки	Руководитель	-	1	1	32545,00
Оператор	Рабочий	5	40	40	72,50
Оператор	Рабочий	4	49	49	51,75

Наименование профессий	Категория трудящихся	Разряд рабочих	Численность явочная/списочная		Должностной оклад, часовая тарифная ставка рабочих, руб.
			явочная	списочная	
Итого	-	-	90	90	-

Источник: составлено автором по данным [66]

Форма оплаты труда повременная. Система заработной платы: 6 числа каждого месяца начисляется выплата (аванс) в размере 30 % от заработной платы, 21 числа каждого месяца начисляется заработная плата. Рабочая вахта-15 рабочих дней. Баланс рабочего времени среднесписочного рабочего представлен в таблице 3.6.

Таблица 3.6

Баланс рабочего времени среднесписочного рабочего

Элементы времени	Дни	Часы
Календарный фонд времени	365	4380
Выходные дни	180	2160
Номинальный фонд рабочего времени	185	2220
Потери рабочего времени		
-основной и дополнительный отпуск	51	612
-невыходы по болезни	7	84
-другие виды	4	48
Эффективный фонд рабочего времени	123	1476
Работа в ночное время	-	492

Источник: составлено автором

Годовой фонд заработной платы рабочих состоит из основной и дополнительной заработной платы. Основная заработная плата представляет собой сумму выплат, надбавок и компенсаций за проработанное время. В фонд основной заработной платы включается оплата по тарифу, премия, доплаты за работу в ночные и вечерние часы, в праздничные дни, доплата за переработку и другие виды, предусмотренные законодательством и организацией. Оплата времени отпуска и исполнения государственных и общественных обязанностей, т.е. времени непроработанного, но в соответствии с действующим законодательством оплачиваемого, составляет фонд дополнительной заработной платы [6].

После изучения баланса рабочего времени необходимо произвести расчет заработной платы для рабочих-повременщиков и руководителя установки, которые находятся на окладной системе оплаты труда, которые приведены по методике, описанной в пункте 1.3., и сведены в таблицах 3.7 - 3.9.

Таблица 3.7

Расчет фонда заработной платы для 40 операторов 5 разряда

Показатель	Сумма, руб.
Оплата по тарифу	4280400
Премия	2354220
Доплата за работу в праздничные дни	139200
Доплата за работу в ночное время	570720
Доплата за вредные условия труда	363834

Районный коэффициент	5395862
Северная надбавка	3854188

Продолжение таблицы 3.7

Показатель	Сумма, руб.
Итого основной фонд оплаты труда	16958422
Дополнительный фонд оплаты труда	4687694
Всего, фонд оплаты труда	21646116

Источник: рассчитано автором

Таким образом, фонд оплаты труда для 40 операторов 5 разряда составляет 21646116 руб. в год.

Аналогично рассчитывается фонд оплаты труда для операторов 4 разряда.

Таблица 3.8

Расчет фонда заработной платы для 49 операторов 4 разряда

Показатель	Сумма, руб.
Оплата по тарифу	3742767,0
Премия	2058523,0
Доплата за работу в праздничные дни	121716,0
Доплата за работу в ночное время	499035,6
Доплата за вредные условия труда	318135,8
Районный коэффициент	4718123,0
Северная надбавка	3370088,0
Итого основной фонд оплаты труда	14828387,0
Дополнительный фонд оплаты труда	4098904,0
Всего, фонд оплаты труда	18927290,0

Источник: рассчитано автором

Фонд оплаты труда для 49 операторов 4 разряда составляет 18927290 руб. в год.

В таблице 3.9 приведены результаты расчета фонда оплаты труда начальника установки.

Таблица 3.9

Расчет фонда заработной платы начальника установки

Показатель	Сумма, руб.
Оклад в месяц	32545,00
Премия	17899,75
Доплата за вредные условия труда	2766,33
Районный коэффициент	37247,75
Северная надбавка	26605,54
Итого основной фонд оплаты труда в месяц	117064,37
Всего, фонд оплаты труда в год	1404772,00

Источник: рассчитано автором

Таким образом, фонд оплаты труда для начальника установки составляет 1404772 руб. в год.

В таблице 3.10 приведен расчет общего фонда предприятия на оплату труда работников, который составляет 41978,2 тыс. руб. в год.

Таблица 3.10

Расчет общего фонда оплаты труда предприятия

Показатель	Сумма, руб.
Фонд оплаты труда операторов 5 разряда	21646116
Фонд оплаты труда операторов 4 разряда	18927290
Фонд оплаты труда начальника установки	1404772
Всего, фонд оплаты труда в год	41978178

Источник: рассчитано автором

Расчет амортизации приведен в таблице 3.11.

Таблица 3.11

Расчет амортизации дополнительного оборудования

Показатель	Сумма
Стоимость основных средств, тыс. руб.	321200,0
Ставка амортизационных отчислений	0,1
Итого амортизация, тыс. руб.	32120,0

Источник: рассчитано автором

После модернизации дополнительная амортизация составит 32120 тыс. руб. в год.

При расчете затрат пофакторным методом за основу принимается калькуляция (смета затрат) на весь объем производства по базовому варианту (действующему производству) и в нее вносятся соответствующие изменения, связанные с факторами, влияющими на себестоимость.

Предварительный расчет всех изменений в затратах представлен в таблице 3.12.

Совокупные затраты после модернизации составят 14123693 тыс. руб. в год. Себестоимость продукции в данном варианте усовершенствования УКПГ Заполярного месторождения изменится следующим образом: изменится

количество получаемой товарной продукции - товарный газ и конденсат газовый нестабильный.

Таблица 3.12

Смета затрат после модернизации

Наименование затрат	Цена		Количество		Сумма тыс. руб.
	ед. изм.	значение	ед. изм.	значение	
Налог на добычу полезных ископаемых	руб./тыс.м ³	35,00	тыс.м ³	2909060	101817
Электроэнергия	руб./кВт	2,44	кВт	123000000	300120
Метанол	руб./тонн	15500,00	тонн	28550	442525
Фонд оплаты труда		-		-	41978
Страховые взносы		-		-	12593
Амортизация основных средств		-		-	156459
Ремонтный фонд					5525000
Услуги сторонних организаций					7543200
Итого		-		-	14123693

Источник: рассчитано автором

Для расчета себестоимости единицы продукции необходимо найти полную себестоимость продукции, расчет которых приведен в таблице 3.13.

Таблица 3.13

Расчет полной себестоимости продукции

Наименование статей затрат	До усовершенствования, тыс. руб.		После усовершенствования, тыс. руб.		Изменение, тыс. руб.
	Переменные	Постоянные	Переменные	Постоянные	
НДПИ	101817	-	101817,0	-	0,0
Вспомогательные материалы	418500	-	44252,5	-	2402,5
Энергия	295240	-	300120,0	-	488,0
Расходы на оплату труда	-	41978	-	41978	0,0
Страховые взносы	-	12593	-	12593	0,0
Итого	815557	13247110	844462,0	13279230	61025,0
Амортизация основных средств		124339		156459	32120,0
Прочее		13068200		13068200	0,0
Производственная себестоимость:		14062667		14123692	61025,0
Коммерческие расходы		1200		1200	0,0
Полная себестоимость		14063867		14124892	62025,0

Источник: рассчитано автором

Таким образом, полная себестоимость продукции составила до модернизации установки 14063867 тыс. руб., после - 14124892 тыс. руб.

Налог на имущество влияет на расчет чистой прибыли предприятия и приведен в таблице 3.14.

Таблица 3.14

Расчет налога на имущество (2,2 % от остаточной стоимости)

Годы	Балансовая стоимость	Износ	Остаточная стоимость	Налог на имущество
1	321200	32120	289080	6359,8
2	289080	32120	256960	5653,1
3	256960	32120	224840	4946,5
4	224840	32120	192720	4239,8

Источник: рассчитано автором

Таким образом, налог на имущество уменьшается с каждым годом с 6359,8 тыс. руб. до 4239,8 тыс. руб.

3.4. Экономическое обоснование проекта

С помощью методики, определенной в пункте 1.3. данной работы, необходимо рассчитать экономическую эффективность капитальных вложений в проект.

1. Определение экономической эффективности выполнен методом окупаемости капитальных вложений. Расчет прибыли от реализации продукции за n количество лет приведен в таблицах 3.15 - 3.18.

Таблица 3.15

Расчет денежного потока проекта в 1 год реализации

Показатели	Базовая установка	Модернизированная УКПГ	Изменение
Объем производства в год			
сухой газ, тыс. м ³ в год	2945561,03	2909059,88	-36501,15
нестабильный конденсат, тонн в год	621910,00	649780,00	27870,00
Цена продукта,			0,00
сухой газ, руб. за тыс. м ³	3965,00	3965,00	0,00
нестабильный конденсат, руб. за тонна	10000,00	10000,00	0,00
Выручка, тыс.руб./год	17898249,50	18032222,40	133972,90

Полная себестоимость, тыс. руб./год	14063867,00	14124892,00	61025,00
-------------------------------------	-------------	-------------	----------

Продолжение таблицы 3.15

Показатели	Базовая установка	Модернизированная УКПГ	Изменение
Прибыль от реализации, тыс. руб./год	3834382,50	3907330,40	72947,90
Налог на имущество, тыс. руб./год	3030000,00	3036359,90	6359,80
Налог на прибыль, тыс. руб./год	766876,00	781466,60	14590,60
Чистая прибыль, тыс. руб./год	37506,00	89504,60	51998,60
Амортизация, тыс. руб./год	124339,00	156459,00	32120,00
Денежный поток 1 год, тыс. руб.			84118,60

Источник: рассчитано автором

Таким образом, в результате реализации проекта денежный поток в первый год составит 84118,6 тыс. руб.

Таблица 3.16

Расчет денежного потока проекта на 2 год реализации

Показатели	Базовая установка	Модернизированная УКПГ	Изменение
Объем производства в год			
сухой газ, тыс. м ³	2945561,03	2909059,88	-36501,15
нестабильный конденсат, тонн в год	621910,00	649780,00	27870,00
Цена продукта,			0
сухой газ, руб. за тыс. м ³	4119,00	4119,00	0
нестабильный конденсат, руб. за тонну	10400,00	10400,00	0
Выручка, тыс.руб./год	18600629,88	18740129,65	139499,76
Полная себестоимость, тыс. руб./год	14063867,00	14124892,00	61025,00
Прибыль от реализации, тыс. руб./год	4536762,88	4615237,65	78474,76
Налог на имущество, тыс. руб./год	3027265,00	3032917,70	5653,12
Налог на прибыль, тыс. руб./год	907352,58	923047,53	15694,95
Чистая прибыль, тыс. руб./год	602145,76	659272,46	57126,69
Амортизация, тыс. руб./год	124339,00	156459,00	32120,00
Денежный поток 2 год, тыс. руб.			89246,70

Источник: рассчитано автором

Таким образом, в результате реализации проекта денежный поток во второй год составит 89246,7 тыс. руб.

Таблица 3.17

Расчет денежного потока проекта на 3 год реализации

Показатели	Базовая установка	Модернизированная УКПГ	Изменение
Объем производства в год			
сухой газ, тыс. м ³	2945561,03	2909059,88	-36501,15
нестабильный конденсат, тонн в год	621910,00	649780,00	27870,00

Продолжение таблицы 3.17

Показатели	Базовая установка	Модернизированная УКПГ	Изменение
Цена продукта,			
сухой газ, руб. за тыс. м ³	4280,00	4280,00	0,00
нестабильный конденсат, руб./тонна	10816,00	10816,00	0,00
Выручка, тыс.руб./год	19333579,77	19478796,77	145217,00
Полная себестоимость, тыс. руб./год	14063867,00	14124892,00	61025,00
Прибыль от реализации, тыс. руб./год	5269712,77	5353904,77	84191,00
Налог на имущество, тыс. руб./год	3024529,00	3029475,60	4946,48
Налог на прибыль, тыс. руб./год	1053942,55	1070780,95	16838,40
Чистая прибыль, тыс. руб./год	1191241,13	1253648,25	62407,12
Амортизация, тыс. руб./год	124339,00	156459,00	32120,00
Денежный поток 3 год, тыс. руб.	-	-	94527,10

Источник: рассчитано автором

Таким образом, в результате реализации проекта денежный поток в третий год составит 94527,1 тыс. руб.

Таблица 3.18

Расчет денежного потока проекта на 4 год реализации

Показатели	Базовая установка	Модернизированная УКПГ	Изменение
Объем производства в год			
сухой газ, тыс. м ³	2945561,03	2909059,88	-36501,15
нестабильный конденсат, тонн в год	621910,00	649780,00	27870,00
Цена продукта,			0
сухой газ, руб. за тыс. м ³	4447,00	4447,00	0
нестабильный конденсат, руб./тонна	11249,00	11249,00	0
Выручка, тыс.руб./год	20094775,49	20245964,51	151189,02
Полная себестоимость, тыс. руб./год	14063867,00	14124892,00	61025,00
Прибыль от реализации, тыс. руб./год	6030908,49	6121072,51	90164,02
Налог на имущество, тыс. руб./год	3021794,00	3026033,50	4239,84
Налог на прибыль, тыс. руб./год	1206181,70	1224214,50	18032,80
Чистая прибыль, тыс. руб./год	1802933,17	1870824,54	67891,37
Амортизация, тыс. руб./год	124339,00	156459,00	32120,00
Денежный поток 4 год, тыс. руб.	-	-	100011,37

Источник: рассчитано автором

В результате реализации проекта денежный поток в четвертый год составит 100011,4 тыс. руб.

Результаты расчета периода окупаемости капитальных вложений сведены

в таблицу

3.19.

Таблица 3.19

Расчет периода окупаемости капитальных вложений

Показатели	Значение
Средняя прибыль в год (экономический эффект), тыс. руб.	59855,9
Капитальные вложения, тыс. руб.	321200,0
Амортизация, тыс. руб.	32120,0
Период окупаемости, лет	3,5

Источник: рассчитано автором

Период возврата капитальных вложений будет равен 3,5 года.

2. Расчет простой нормы прибыли приведен в таблице 3.20.

Таблица 3.20

Расчет простой нормы прибыли

Показатели	Значение
Изменение средней чистой прибыли (экономический эффект), тыс. руб.	59855,9
Капитальные вложения, тыс. руб.	321200,0
Амортизация, тыс. руб.	32120,0
Простая норма прибыли	0,286

Источник: рассчитано автором

В результате расчета простая норма прибыли равна 28,6 копейки на рубль капитальных вложений.

3. При расчете показателей эффективности проекта в качестве ставки дисконтирования берется средняя ставка по банковским вкладам, равная 8 % [18].

Расчет показателей эффективности проекта, основанных на дисконтированных оценках, приведен в таблице 3.21.

Таблица 3.21

Расчет показателей эффективности проекта, основанных на дисконтированных оценках

Показатель	Годы					
	0	1	2	3	4	Всего
Коэффициент дисконтирования	-	0,926	0,857	0,794	0,735	-
Инвестиции, тыс. руб.	321200	-	-	-	-	321200,00
Экономический эффект, тыс. руб.	-	84118,6	89246,7	94527,1	100011,4	367903,80

Продолжение таблицы 3.21

Показатель	Годы					
	0	1	2	3	4	Всего
Денежный поток	-321200	-237081,4	-147834,7	-53307,6	46703,8	-
Дисконтированный экономический эффект, тыс. руб.	-	77887,6	76514,7	75038,7	100012,1	329453,00
Дисконтированный денежный поток накопленным итогом, тыс. руб.	-321200	-243312,4	-166797,8	-91759,1	8253,0	-
NPV, тыс. руб.	-	-	-	-	-	8253,00
PI	-	-	-	-	-	1,03
IRR	-	-	-	-	-	10,00
Срок окупаемости, лет	-	-	-	-	-	3,90

Источник: рассчитано автором

Расчет дисконтированного срока окупаемости отображен на рисунке 3.2.

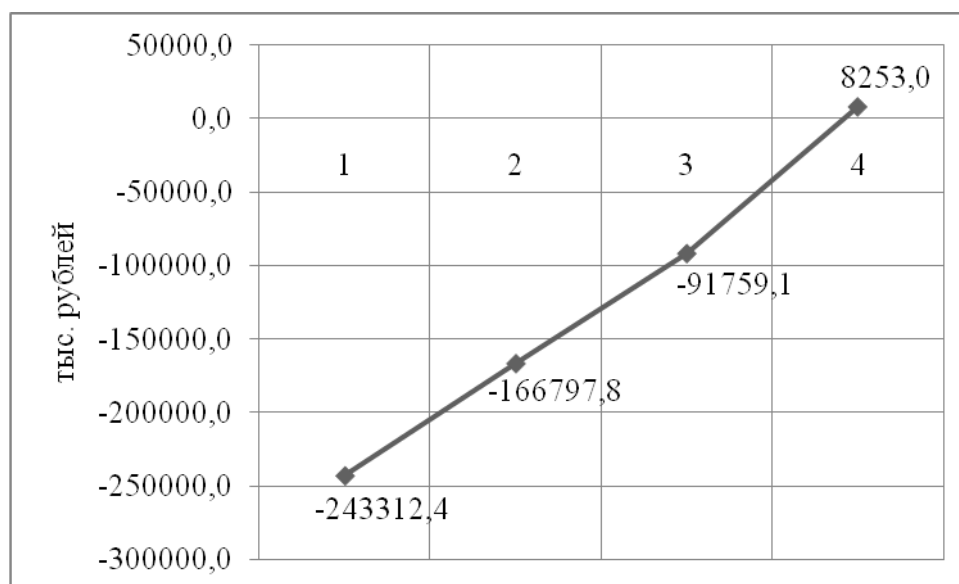


Рисунок 3.2 - Расчет дисконтированного срока окупаемости, лет

Источник: составлено автором

Таким образом, экономическая эффективность регламентирована стоимостью и выходом продуктов данной установки. Стоимость 1000 куб. м товарного газа индексируется каждый год на 3,9 % с 3965 руб. в 2017 г. до 4447 руб. к 2020 г., стоимость 1 т конденсата нестабильного индексируется на уровень инфляции 4 % с 10000 до 11249 руб. Выходы товарного газа после модернизации УКПГ составляют 2909059,88 тыс. куб. м в год, а конденсата

газового нестабильного - 649,78 тыс. т в год. Изменение средней чистой прибыли составляет после модернизации 59856 тыс. руб. Капитальные затраты на реализацию данного проекта составляют 321,2 млн. руб., которые окупятся за 3,9 года.

Один рубль капитальных вложений в модернизацию технологического процесса подготовки газа приносит в среднем 28,6 копеек увеличения чистой прибыли для предприятия (таблица 3.20.).

Современная газовая отрасль имеет ряд проблем и остро нуждается в модернизации. Уровень развитости инноваций в российской газовой промышленности находится в неудовлетворительном состоянии, о чем свидетельствует тот факт, что отечественные компании весьма неохотно вкладывают свои средства в собственные технологические разработки, которые не гарантируют коммерческой выгоды и требуют многолетних непрерывных инвестиций. В сравнении с отечественными компаниями иностранные технологически превосходят практически по всем ключевым направлениям. Отечественный газовый комплекс по большей части вкладывает инвестиции только в приобретение высокотехнологичного оборудования, в результате чего на сегодняшний день газовая отрасль стала значительно зависима от трансферта инноваций из-за рубежа.

Основными направлениями модернизации газовой отрасли в настоящий момент являются:

- модернизация системы газоснабжения с учетом необходимости формирования новых экспортных маршрутов и осуществления дальнейшего процесса газификации российских регионов, в частности создание газотранспортной инфраструктуры на Дальнем Востоке и в Восточной Сибири с возможностью ее интеграции в ЕСГ;

- модернизация системы подготовки газа на месторождениях, ее техническое совершенствование для увеличения глубины извлечения ценных компонентов;

– модернизация систем глубокой переработки добываемого газа, учитывающее утяжеление компонентного состава осваиваемых месторождений и наличие в нем ценных компонентов;

– модернизации и разработка отечественных технологий в области добычи нетрадиционных ресурсов, глубоководного бурения, газопереработки и газохимии.

После изучения основных проблем и направлений модернизации газовой отрасли, выявлено, что одним из наиболее выгодных и легкорезализуемых направлений является модернизация технологии подготовки газа на месторождениях. В качестве конкретного примера рассмотрен пилотный проект модернизации технологии подготовки природного газа путем изменения температурного режима в концевом сепараторе, который предложен на реализацию на одном из месторождений ПАО «Газпром», в данном случае на Заполярном. Модернизация УКПГ Заполярного НГКМ, позволит увеличить степень извлечения ценных компонентов. Также новый технологический режим поспособствует увеличению выхода конденсата газового нестабильного за счет перераспределение компонентов, а реализация товарной продукции поспособствует повышению доходности предприятия.

В связи с тем, что данный проект модернизации имеет положительный экономический эффект, целесообразно его внедрить на других схожих установках комплексной подготовки газа Группы «Газпром». Подобные установки расположены на Уренгойском и Заполярном месторождениях в количестве 35 штук, модернизация которых предусматривает инвестиций порядка 11,2 млрд.руб. Вложения по аналогии поспособствуют росту чистой прибыли приблизительно на 3,2 млрд. руб. за один год в перспективе. Увеличение доходности ПАО «Газпром» внесет значительный вклад в повышение эффективности газовой отрасли в целом.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Российский газ является не только важнейшим энергетическим ресурсом, но и источником сырья для развития в России новейших нефтехимических производств и создания продукции с высокой добавленной стоимостью. Выделение всех компонентов природного газа и их глубокая переработка – очевидный и абсолютно необходимый путь перевода российской газовой промышленности, в частности, вновь создаваемой газовой промышленности Дальнего Востока, с ресурсной на ресурсно-инновационную траекторию развития.

В первой части работы рассмотрено понятие «модернизация». Большинство авторов, такие как В. В. Остошенко, Л. Кураков, А. Н. Азрилян, Б. А. Рейзенберг, Е. Б. Стародубцев, связывают определение модернизации с улучшением объекта, приведение его в соответствие с новыми требованиями и нормами, техническими условиями, показателями качества.

Если рассматривать понятие модернизации применительно к технологическому процессу, то можно сформулировать следующее определение: ввод усовершенствований, обновлений, приводящих к качественно иным характеристикам данного процесса, повышению производительности, качества продукции, обеспечению экологичности производства и прочее.

Для принятия решения о необходимости и модели модернизации производства нами было сформулировано определение понятия технологического процесса подготовки газа и выявлены его «узкие места» для возможности дальнейшего устранения.

С этой целью далее в работе рассмотрен процесс подготовки или промысловой переработки газа, который считается одним из наиболее важных элементов технологической цепи. Повышение качества подготовки ведет к

увеличению пропускной способности газопроводов, снижает расход ингибиторов, коррозию оборудования, вероятность аварийных ситуаций на газокомпрессорных станциях и линейной части газопроводов, что ведет к экономии затрат, повышению качества конечных продуктов и доходности от их реализации, а также обеспечению снижения риска экологического ущерба окружающей среде.

После выявления недостатков в процессе подготовки природного газа и определения в необходимости модернизации технологии, была проведена экономическая оценка проекта, принято решение о целесообразности его реализации.

Для этого в работе рассмотрены следующие методы экономической оценки проектов в нефтегазовой отрасли: чистый дисконтированный доход, чистая терминальная стоимость, внутренняя норма доходности и срок окупаемости проекта. Данные методы обладают как рядом достоинств, так и недостатков, следовательно, анализ данных подходов выявил, что основополагающим показателем будет чистый дисконтированный доход.

Помимо анализа критериев экономической оценки, отражающих целесообразность внедрения модернизации производственных процессов предприятий газовой промышленности, необходимо оценить эффективность модернизации с разных аспектов: социальных, экономических, технологических и экологических, которые рассматриваются в комплексе.

Во второй главе рассмотрена газовая промышленность России, ее особенности и перспективы развития, что позволило сделать выводы, о том, что Россия играет важную роль на мировом рынке газа, являясь одним из крупнейших производителей, потребителей и экспортеров, обладая около 25 % мировых доказанных газовых запасов.

Кроме того, рассмотрены отличия в технологиях промышленной подготовки газа между отечественным и зарубежным опытом. Основное отличие заключается в том, что за рубежом комплексная подготовка и переработка газа осуществляется на газоперерабатывающих заводах, а в России

на промыслах. Практически по всем ключевым направлениям в переработке газа иностранные компании технологически превосходят отечественные.

Российские компании довольно неохотно вкладывают свои средства в собственные технико-технологические разработки, которые не гарантируют коммерческой выгоды и требуют многолетних инвестиций в опытное производство. В свою очередь, научно-исследовательские и проектные институты, работающие при нефтегазовых компаниях или выполняющие разработки по их заказу, часто попросту не готовы решать долгосрочные задачи, требующие больших вложений и сопровождающиеся высоким риском.

После изучения основных проблем и направлений модернизации газовой отрасли, выявлено, что одним из наиболее выгодных и легко реализуемых направлений является модернизация технологии подготовки газа на промыслах. Модернизация технологических процессов на месторождениях способствует повышению качества товарной продукции, повышению мощностей установок, регулированию экологической ситуации окружающей среды, повышению прибыли предприятия и благоприятствует внедрению инноваций в отрасль.

Далее в третьей главе в качестве конкретного примера рассмотрен проект модернизации технологии подготовки природного газа путем изменения температурного режима в концевом сепараторе, предложенный для реализации на одном из месторождений ПАО «Газпром». А также приведены основные расчеты по экономическому обоснованию данного проекта модернизации.

Экономическая эффективность регламентирована стоимостью и выходом продуктов рассматриваемой установки. Стоимость 1000 куб. м товарного газа индексируется каждый год на 3,9 % с 3965 руб. в 2017 г. до 4447 руб. к 2020 г., стоимость 1 т конденсата нестабильного индексируется на уровень инфляции 4 % с 10000 до 11249 руб. Выходы товарного газа после модернизации УКПГ составят 2909059,88 тыс. куб. м в год, а конденсата газового нестабильного - 649,78 тыс. т в год. Изменение средней чистой прибыли после модернизации составит 59856 тыс. руб. Капитальные затраты на реализацию данного проекта составят 321,2 млн. руб., которые окупятся за 3,9 года.

Один рубль капитальных вложений в пилотный проект модернизации технологического процесса подготовки природного газа принесет в среднем 28,6 копеек увеличения чистой прибыли для предприятия (таблица 3.20).

В связи с тем, что данный проект модернизации показал положительный экономический эффект, целесообразно его внедрить на других схожих установках комплексной подготовки газа предприятий «Газпром». Подобные установки расположены на Уренгойском и Заполярном месторождениях в количестве 35 штук, модернизация которых предусматривает инвестиций порядка 11,2 млрд.руб. Вложения по аналогии поспособствуют росту чистой прибыли приблизительно на 3,2 млрд. руб. за один год в перспективе. Увеличение доходности ПАО «Газпром» внесет значительный вклад в повышение эффективности газовой отрасли в целом, поскольку на долю «Газпрома» приходится 11 % мировой добычи и 66 % добычи газа в России.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- ЕСГ – единая система газоснабжения;
- ДКС – дожимная компрессорная станция;
- НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;
- НТС – низкотемпературная сепарация;
- НТСР – низкотемпературная сепарация и ректификация;
- ТДА – турбодетандерный агрегат;
- ТТР – температура точки росы;
- СПГ – сжиженный природный газ;
- УКПГ – установка комплексной подготовки газа;
- УПКТ – управление по подготовке конденсата к транспорту.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Амиров, К. Ф. Экономика и право: словарь-справочник / К. Ф. Амиров, Л. П. Кураков. – М. : Вуз и школа, 2002. - 425 с.
2. Беляков, Г.П. Исследование содержания понятий: техническое перевооружение, техническое переоснащение, модернизация / Г. П. Беляков, Д. В. Еремеев // Сибирский журнал науки и технологий. - Красноярск : Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Сибирский государственный университет науки и технологий имени академика М.Ф. Решетнева". - 2011. - С. 177-182.
3. Большой бухгалтерский словарь / под ред. А. Н. Азрилияна. М. : Институт новой экономики, 1999. - 574 с.
4. Большой экономический словарь / под ред. А. Н. Азрилияна. - 7-е изд. доп. и перераб. М. : Институт новой экономики, 2007. - 1472 с.
5. Брагинский, О. Б. Нефтегазовый комплекс мира / О. Б. Брагинский. – М. : «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 640 с.
6. Важенина, Л. В. Экономика и управление производством на предприятиях нефтегазохимии и нефтепереработки : учебное пособие / Л. В. Важенина. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – 444 с.
7. Вержичинская, С. В. Химия и технология нефти и газа : учеб. пособие / С. В. Вержичинская, Н. Г. Дигуров, С. А. Синицин. – М. : ФОРУМ: ИНФРА, 2007. – 400 с.
8. Газпром ПАО. Официальный сайт [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/> (дата обращения: 29.11.2017).
9. Григорьев, Л. М. Энергетика мира и России: долгосрочные тенденции на фоне кризиса / Л. М. Григорьев // Журнал НЭА. – 2012. – № 4 (16). – С. 166-170.

10. Добыча природного газа в России: прошлое, настоящее, будущее [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://promdevelop.ru/dobycha-prirodnogo-gaza-v-rossii/> (дата обращения: 30.11.2017).
11. Ефремова, С. М. Обоснование стратегии модернизации промышленного производства [Электронный ресурс] / С. М. Ефремова // НАУКОВЕДЕНИЕ. - Институт Государственного управления, права и инновационных технологий (ИГУПИТ). - 2013. - №4. С. 1-7. - Режим доступа: <http://publ.naukovedenie.ru> (дата обращения: 29.11.2017).
12. Завальный, П. Н. Будущее российских углеводородов [Электронный ресурс] / П. Н. Завальный // Независимая газета. – Вып. от 08.09.2015 г. - Режим доступа: http://www.ng.ru/ng_energiya/2015-09-08/9_future.html (дата обращения: 30.11.2017).
13. Зайцева, С. С. Совершенствование традиционных методов многокритериальной оценки эффективности инвестиций / С. С. Зайцева // Вестник Омского регионального института. - 2013. - № 1. - С. 26-31.
14. Зубарев, А. А. Особенности и проблемы экономической оценки проектов разработки газовых месторождений / А. А. Зубарев, М. Г. Глухова, Е. Г. Маковецкая // Экономика: вчера, сегодня, завтра. - 2016. - № 9. - С. 81-91.
15. Зубарева, В. Д. Инвестиционные нефтегазовые проекты: эффективность и риски: учебное пособие / В. Д. Зубарева, А. С. Саркисов, А. Ф. Андреев - М. : Недра, 2010. - 259 с.
16. Инновационный менеджмент: учеб. пособие / под ред. А. В. Барышевой. - 3-е изд. - М. : Дашков и К, 2012. - 384 с.
17. Итоги 2016 года: почти триллион [Электронный ресурс] / Добыча, переработка нефти и газа. Газпром (GAZP). - Режим доступа http://bf.arsagera.ru/dobycha_pererabotka_nefti_i_gaza/gazprom/itogi_2016_goda_pochti_trillion/ (дата обращения: 30.11.2017).
18. Какой будет инфляция в 2017 году [Электронный ресурс]. Официальные данные Минфина на прогнозируемый уровень инфляции в России 2017

- года. - Режим доступа: <http://novyjgod.com/vesti/uroven-inflyacii-na-2017-god-oficialnye-dannye.html> (дата обращения: 30.11.2017).
19. Как дешевле провести модернизацию производства [Электронный ресурс] : Кризис-копилка. Мировой финансовый кризис: размышления, выводы, идеи. // Коллекция публикаций по теме «экономический кризис». - 2015. - Режим доступа: <http://krizis-kopilka.ru/archives/18444> (дата обращения: 29.11.2017).
20. Кильдибекова, Э. О. Совершенствование метода оценки экономической эффективности инвестиционных проектов / Э. О. Кильдибекова // Инновационная наука. - 2015. - №6. - С. 91-92.
21. Кисленок, А. А., Состояние и перспективы развития газового комплекса России [Электронный ресурс] / А. А. Кисленок, Е. А. Токмаков // Проблемы и перспективы экономики и управления: материалы V Междунар. науч. конф. (г. Санкт-Петербург, декабрь 2016 г.). - СПб., 2016. - С. 39-45. - Режим доступа: <https://moluch.ru/conf/econ/archive/219/11584/> (дата обращения: 30.11.2017).
22. Коноваленко, Н. П. Газовая отрасль России: современное состояние и основные тенденции развития [Электронный ресурс] / Н. П. Коноваленко // Экономика: вчера, сегодня завтра. - 2016. - Том 6 № 10А. - С. 83-94. - Режим доступа: <http://www.publishing-vak.ru/file/archive-economy-2016-10/7-konovalenko.pdf> (дата обращения: 10.11.2017).
23. Коноваленко, Н. П. Особенности отраслевой структуры газовой промышленности России [Электронный ресурс] / Н. П. Коноваленко // Экономика: вчера, сегодня завтра. - 2016. - № 9. - С. 150-159. - Режим доступа: <http://www.publishing-vak.ru/file/archive-economy-2016-9/13-konovalenko.pdf> (дата обращения: 10.11.2017).
24. Коржубаев, А. Г. Газоперерабатывающая промышленность России: проблемы, угрозы, перспективы / отв. ред. А. Г. Коржубаев, М. Ю. Матвеев, Л. К. Казанцева // Глобальные и региональные

- экономические процессы : материалы науч. конф. 23-24 дек. 2011 г. ИЭОПП СО РАН. - Новосибирск. - 2012. - С. 120-144.
25. Коржубаев, А. Г. Попутный газ в России: проблемы и перспективы / А. Г. Коржубаев, А. В. Савельева, Д. А. Ламерт // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. - 2012. - № 5. - С. 8-13.
26. Коржубаев, А. Г. Современные тенденции развития газовой промышленности России / отв. ред. А. Г. Коржубаев, Л. К. Казанцева // Индустриальное развитие России : сб. науч. тр. ИЭОПП СО РАН. - Новосибирск. - 2012. - С. 74-100.
27. Коржубаев, А. Г. Потенциальные возможности и прогноз развития экономики и нефтегазового комплекса Ямало-Ненецкого автономного округа / А. Г. Коржубаев, А. В. Савельева, Л. В. Эдер // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. - 2012. - № 6. - С. 9-14.
28. Коркешко, О. Н. Основы стратегии технологической модернизации предприятия / О. Н. Коркешко, З. С. Туякова // Экономические науки. - Вестник ОГУ. - 2011. - №13 (132). - С. 245 - 249.
29. Коршак, А. А. Основы нефтегазового дела: учеб. пособие для вузов / А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – 3-е изд., испр. и доп. – Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2005. – 528 с.
30. Кравцов, А. В. Анализ влияния технологических параметров и оптимизация процессов низкотемпературной сепарации [Электронный ресурс] / А. В. Кравцов, Н. В. Ушева, О. Е. Мойзес, Е. А. Кузьменко, О. В. Ануфриева // Известия Томского политехнического университета. - 2009. - Т. 315. №3. - С. 57-60. - Режим доступа: http://www.lib.tpu.ru/fulltext/v/Bulletin_TPU/2009/v315/i3/13.pdf (дата обращения: 29.11.2017).
31. Крюков, В. А. Организационно-экономические проблемы формирования и функционирования нефтегазового кластера в Западной Сибири [Электронный ресурс] / В. А. Крюков // Регион: экономика и социология.

- 2007. – № 1. – С. 133-153. – Режим доступа: <http://recis.ru/region/magazine/25/1481> (дата обращения: 28.11.2017).
32. Лapidус, А. Л. Газохимия: учеб. пособие / А. Л. Лapidус, И. А. Голубева. – М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 450 с.
33. Лукойл ПАО. Официальный сайт [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.lukoil.ru/> (дата обращения: 30.11.2017).
34. Мазур, И. И. Управление проектами: учеб. пособие для студентов, обучающихся по специальности «Менеджмент организации» / И. И. Мазур [и др.]; под общ. ред. И. И. Мазура и В. Д. Шапиро. - 6-е изд., стер. - М. : Омега-Л, 2010. - 960 с.
35. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (Вторая редакция, исправленная и дополненная), утв. Минэкономки РФ, Минфином РФ и Госстроем РФ от 21 июня 1999 г. № ВК 477 [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://base.garant.ru/2320803/#ixzz505ysfkB8> (дата обращения: 30.11.2017).
36. Методические указания по оформлению контрольных работ, отчетов по практике, выпускных квалификационных работ для студентов Финансово-экономического института. - Тюмень.: ФГАОУ ВО ТюмГУ ФЭИ. - 2017. - 51 с.
37. Министерство энергетики Российской Федерации. Официальный сайт [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/> (дата обращения: 29.11.2017).
38. Мишин, В. М. Переработка природного газа и конденсата: учебник для системы непрерывного фирменного профессионального обучения рабочих в обществах и организациях ОАО «Газпром» / В. М. Мишин. – М. : Академия, 1999. - 448 с.
39. Мусин, В. П. Технологическая модернизация: современные проблемы и наследство плановой экономики / В. П. Мусин // Ярославский педагогический вестник. – 2011. – № 1. – Том I. - С. 71-74.

40. Некрасов, А. С. Топливо-энергетический комплекс России: возможности и перспективы / Ю. В. Синяк, А. С. Некрасов, С. А. Воронина, В. В. Семикашев, А. Ю. Колпаков // Проблемы прогнозирования. – 2013. - № 1. – С. 4-21.
41. Нефтяная и газовая промышленность [Электронный ресурс] // Энциклопедия Экономиста! - Режим доступа: <http://www.grandars.ru/shkola/geografiya/neftyanaya-i-gazovaya.html> (дата обращения: 30.11.2017).
42. Новатэк. Официальный сайт [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.novatek.ru/> (дата обращения: 30.11.2017).
43. Новые технологии [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://www.pro-gas.ru/tehn/tehn_full/ (дата обращения: 30.11.2017).
44. Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений: Федеральный закон от 25 февраля 1999 г. № 39-ФЗ (с изменениями и дополнениями). - Режим доступа: <http://base.garant.ru/12114699/#ixzz50Aa3kswi> (дата обращения: 30.11.2017).
45. Об утверждении государственной программы Российской Федерации "Энергоэффективность и развитие энергетики": Постановление Правительства РФ от 15 апреля 2014 г. № 321 (с изменениями и дополнениями). - Режим доступа: <http://base.garant.ru/70644238/#friends#ixzz5077YyOXG> (дата обращения: 30.11.2017).
46. Об утверждении Положения по бухгалтерскому учету "Учет основных средств" ПБУ 6/01: Приказ Минфина РФ от 30 марта 2001 г. № 26н (с изменениями и дополнениями).- Режим доступа: <http://base.garant.ru/12122835/#friends#ixzz4zqGYZHLb> (дата обращения: 29.11.2017).
47. О Комиссии при Президенте Российской Федерации по модернизации и технологическому развитию экономики России: Указ Президента РФ от

- 20 мая 2009 г. № 579. - Режим доступа: <http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/95621/#ixzz505P9Fmqa> (дата обращения: 30.11.2017).
48. ООО «Газпром добыча Ямбург». Официальный сайт [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://yamburg-dobycha.gazprom.ru/> (дата обращения: 30.11.2017).
49. Острошенко, В. В. Краткий словарь основных лесоводственно-экономических терминов / В. В. Острошенко. - Уссурийск : ПГСХА, 2005. - 196 с.
50. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2016 год и на плановый период 2017 и 2018 годов // Министерство экономического развития Российской Федерации. – 306 с.
51. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2017 год и на плановый период 2018 и 2019 годов // Министерство экономического развития Российской Федерации. – 446 с.
52. Природный газ - главный источник энергии в будущем [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://promdevelop.ru/news/prirodnyj-gaz-osnovnoj-istochnik-energii-v-budushhem/> (дата обращения: 20.11.2017).
53. Проект энергостратегии Российской Федерации на период до 2035 года (редакция от 01.02.2017) // Министерство Энергетики Российской Федерации. - Режим доступа: http://www.energystrategy.ru/ab_ins/source/ES-2035_09_2015.pdf (дата обращения: 30.11.2017).
54. Прокопов, А. В. Современное состояние технологий промышленной подготовки газа газоконденсатных месторождений / А. В. Прокопов, А. Н. Кубанов, В. А. Истомина, Д. М. Федулов, Т. С. Цацулина // Научно-технический сборник. ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ - 2015. - №3 (23). - С. 100-108.

55. Разведанные запасы газа стран на 2016 год [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://total-rating.ru/1916-razvedannye-zapasy-gaza-stran-na-2016-god.html> (дата обращения: 30.11.2017).
56. Райзенберг, Б. А. Современный экономический словарь / Б. А. Райзенберг [и др.]; под общ. ред. Б.А. Райзберга // Библиотека словарей «ИНФРА-М». - 6-е изд., перераб. и доп. - М. : НИЦ ИНФРА-М, 2014. - 512 с.
57. Рахи, В. Р. Главные проблемы инновационного развития нефтегазовой промышленности в области добычи нефти и газа [Электронный ресурс] / В. Р. Рахи // Молодой ученый. - 2015. - №23. - С. 646-648. Режим доступа: <https://moluch.ru/archive/103/23697/> (дата обращения: 30.11.2017).
58. Рейтинг стран с самыми крупными запасами углеводородов [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://caspiabarrel.org/?p=6042> (дата обращения: 30.11.2017).
59. Рогова, Е.М. Финансовый менеджмент [Электронный ресурс] : учебник / Е.М. Рогова, Е.А. Ткаченко. - 2-е изд. - М. : Юрайт, 2012. - Режим доступа: https://studme.org/1670090810149/finansy/investitsionnyu_proekt (дата обращения: 30.11.2017).
60. Россия в цифрах. 2017: Крат. стат. сб. / Росстат. - М. : Федеральная служба государственной статистики. - 2017. - 511 с.
61. Словарь бизнес-терминов [Электронный ресурс] // Библиотека учебной и научной литературы. - Режим доступа: <http://sbiblio.com/biblio/content.aspx?dictid=25&wordid=154048> (дата обращения 29.11.2017).
62. Словарь терминов по управленческому учету [Электронный ресурс] // Вокабула. Энциклопедии, словари, справочники - онлайн. - Режим доступа: <http://www.вокабула.рф> (дата обращения: 29.11.2017).
63. Справочник «Газпром в цифрах 2012–2016» // Газпром. Внутренняя сила. - 100 с.

64. Термин «углеводородное сырье» [Электронный ресурс] // Книга нефти. – Режим доступа: <http://kniganefiti.ru/word.asp?word=390> (дата обращения: 30.11.2017).
65. Техничко-экономическое обоснование инвестиционного проекта [Электронный ресурс] // Экономика. - Белгородский государственный национальный исследовательский университет. - 2015. - Режим доступа: <https://studfiles.net/preview/4672961/page:31/> (дата обращения: 30.11.2017).
66. Технологический регламент эксплуатации установки комплексной подготовки газа УКПГ-1В Заполярного НГКМ. – Самара. - ОАО «ВНИПИГаздобыча». – 2012. – 314 с.
67. Технология переработки нефти: в 2-ч частях / под ред.: О. Ф. Глаголевой, В. М. Капустина. – М. : Химия, КолоС. – Ч.1. - 2007. – 400 с.
68. Шишкина, Ю. А. Исследование конъюнктуры мирового рынка газа [Электронный ресурс] / Ю. А. Шишкина, И. М. Романова // Дальневосточный федеральный университет. - Владивосток. - Режим доступа: <http://www.scienceforum.ru/2014/pdf/1195.pdf> (дата обращения: 30.11.2017).
69. Эдер, Л. В. Основные проблемы инновационного развития нефтегазовой отрасли в области переработки и транспорта нефти и газа / Л. В. Эдер, И. В. Филимонова, И. В. Проворная, В. Ю. Немов // Бурение и нефть. – 2014. – № 6. – С. 18-25.
70. Эдер, Л. В. Прогноз мирового энергопотребления: методические подходы, сравнительные оценки / Л. В. Эдер // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2013. – № 6. – С. 15-26.
71. Эдер, Л. В. Прогнозирование добычи и использования ресурсов углеводородов в России с учетом развития мировых энергетических рынков: диссертация на соискание ученой степени доктора экономических наук. – Новосибирск, 2014. – 319 с.
72. Эдер, Л. В. Роль транспортной инфраструктуры в энергетической кооперации России и АТРАМ / Л. В. Эдер, И. В. Проворная //

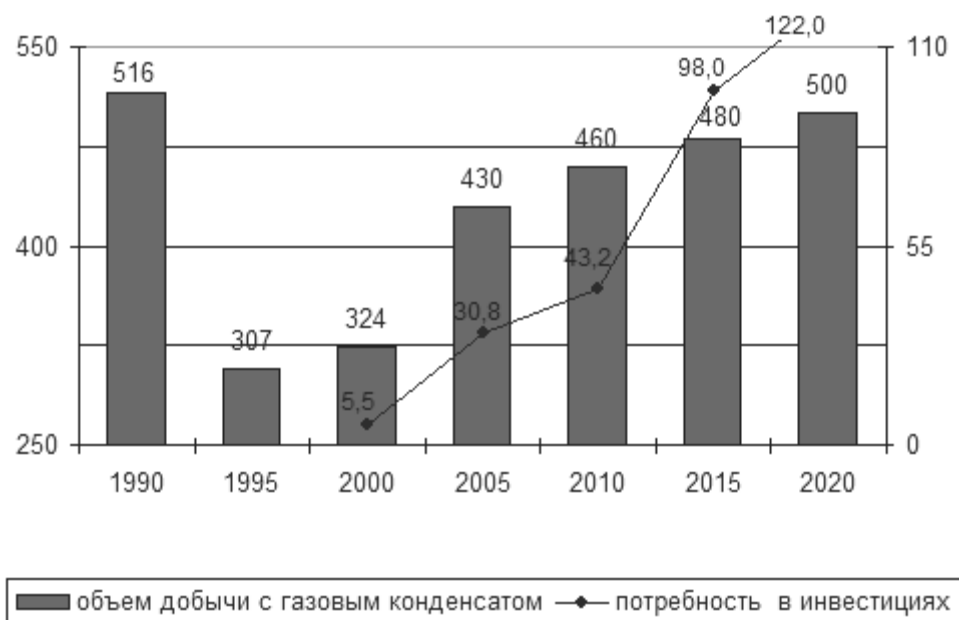
Таможенная политика России на Дальнем Востоке. – 2012. – № 4 (61). – С. 22-31.

73. Эдер, Л. В. Основные проблемы инновационного развития нефтегазовой отрасли в области переработка и транспорта нефти и газа / И. В. Филимонова, И. В. Проворная, В. Ю. Немов // Бурение и нефть. – 2014. – № 6. – 0,41 п.л. (авт. – 0,1 п.л.).
74. Эдер, Л. В. Газовая промышленность России / Л. В. Эдер, И. В. Филимонова, И. В. Проворная // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2012. – № 9. – 0,81 п.л. (авт. – 0,27 п.л.).
75. BP Statistical Review of World Energy June 2017 [Электронный ресурс]. - 2017. - 52 с. - Режим доступа: <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf> (дата обращения: 30.11.2017).

Приложение 1

Динамика инвестиций в нефтяную отрасли России, млрд. долл.

млрд. т

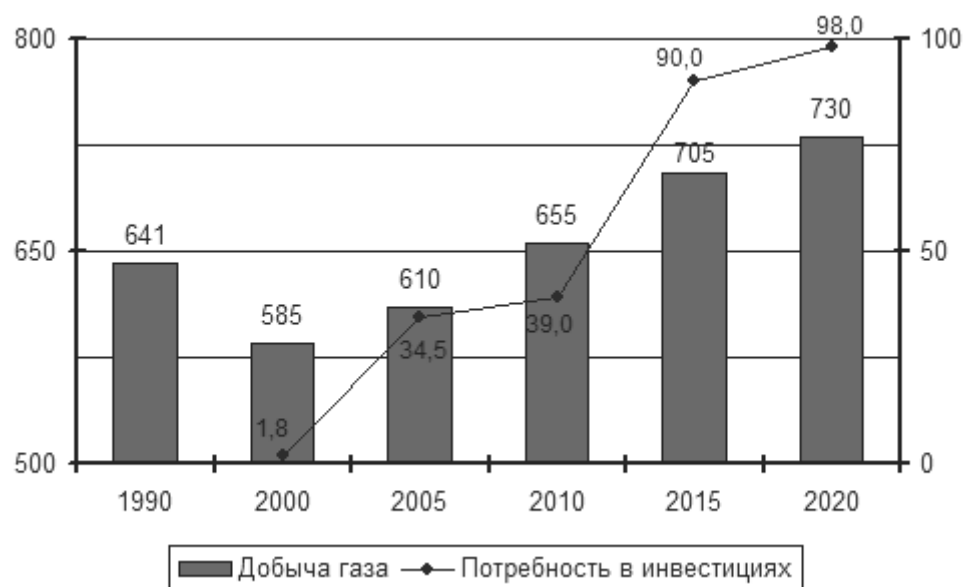


Источник: [63]

Приложение 2

Динамика инвестиций в газовую отрасль России, млрд. долл.

млрд. куб. м



Справочник «Газпром в цифрах 2012-2016»

Метрические единицы	По состоянию на 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Запасы углеводородов Группы Газпром на территории Российской Федерации					
Природный газ, млрд. м ³					
Разведанные запасы по российской классификации	35169,8	35696,6	36101,4	36147,3	36443,9
из них прошедшие оценку по стандартам PRMS	94 %	93 %	94 %	94 %	95 %
Доказанные	19133,0	18939,3	18894,7	18791,2	18596,5
Вероятные	4254,1	4325,2	4616,0	4913,8	5258,6
Доказанные и вероятные	23387,1	23264,5	23510,7	23705,0	23855,1
Газовый конденсат, млн. т					
Разведанные запасы по российской классификации	1386,1	1384,4	1447,0	1499,5	1534,9
из них прошедшие оценку по стандарта PRMS	89 %	89 %	92 %	92 %	94 %
Доказанные	633,8	638,8	642,3	699,5	759,2
Вероятные	174,9	193,6	206,3	233,8	259,7
Доказанные и вероятные	808,7	832,4	848,6	933,3	1018,9
Коэффициент восполнения разведанных запасов углеводородов Группы Газпром по российской классификации					
Природный и попутный газ	1,18	1,33	1,86	1,27	1,10
Газовый конденсат	2,31	0,52	10,88	6,12	3,25
Нефть	1,67	1,14	0,57	0,47	0,41
Всего	1,24	1,29	1,95	1,32	1,08
Добыча углеводородов Группой «Газпром» на территории Российской Федерации					
Природный и попутный газ, млрд. м ³	487,99	488,39	444,90	419,52	420,13
Газовый конденсат, млн. т	12,85	14,66	14,49	15,34	15,85
Нефть, млн. т	42,26	42,41	43,53	44,04	47,15
Объемы переработки углеводородов Группой Газпром					
Переработка нефти и газового конденсата, млн. т					
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества	13,97	16,09	16,38	17,26	17,55
Газпром нефть	43,34	42,63	43,48	43,07	41,89
в т. ч. за рубежом	4,08	3,80	3,78	3,54	3,23
Газпром нефтехим Салават	4,23	7,42	8,13	6,44	6,47
Всего	61,54	66,14	67,99	66,77	65,91
Выручка от реализации нефти и газового конденсата					
млн. руб.					
Россия	40726	32094	51603	77519	81302
Дальнее зарубежье	204648	128007	141618	155509	307128
Страны БСС	30186	50115	16013	27580	23528
Всего	275560	210216	209234	260608	411958

Метрические единицы	По состоянию на 31 декабря				
	2012	2013	2014	2015	2016
Объемы реализации нефти и газового конденсата Группой Газпром по географическим сегментам					
млн. т					
Россия	3,5	2,6	4,7	5,3	5,9
Дальнее зарубежье	14,8	9,2	9,8	9,8	17,1
Страны БСС	2,5	4,2	1,2	1,9	1,7
Всего	20,8	16,0	15,7	17,0	24,7

Источник: составлено по данным [63]

Отчет о финансовых результатах за 2016 год

Организация	Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Ямбург»	Форма по ОКУД	коды
Идентификационный номер налогоплательщика		Дата (число, месяц, год)	0710002
Вид экономической деятельности добычи природного газа и газового конденсата		по ОКПО	31/12/2016
Организационно-правовая форма / форма собственного	Общество с ограниченной ответственностью / частная собственность	ИНН	04803457
Единица измерения: тыс. руб.		по ОКВЭД	8904034777
Местонахождение (адрес)	629306, Российская Федерация, Тюменская область, Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Новый Уренгой, улица Геологоразведчиков, д.9	по ОКОПФ/ОКФС	06.20
		по ОКЕИ	12300/16
			384

Пояснения	Наименование показателя	Код строки	за 2016 год	за 2015 год
П-21	Выручка	2110	238061444	234428968
	продажа газа	2111	208410188	209352384
	продажа газового конденсата	2112	25214609	2117089
	продажа НППГ	2113	304347	159873
	продажа других работ и услуг	2114	2613011	2957737
	представление имущества в аренду	2115	403146	421148
	услуги заказчика-застройщика	2116	465335	280263
	продажа прочих товаров (торгово-закупочная деятельность)	2117	647596	80474
	прочее	2118	3212	-
6; П-22,36	Себестоимость продаж	2120	(210541498)	(207645821)
	продажа газа	2121	(182417409)	(183936226)
	продажа газового конденсата	2122	(23025188)	(19167126)
	продажа НППГ	2123	(126730)	(69928)
	продажа других работ и услуг	2124	(3071480)	(3272042)
	представление имущества в аренду	2125	(337969)	(367634)
	услуги заказчика-застройщика	2126	(1019806)	(770272)
	продажа прочих товаров (торгово-закупочная деятельность)	2127	(540036)	(62593)
	прочее	2128	(2880)	-
	Валовая прибыль (убыток)	2100	27519946	26783147
6; П-22,36	Коммерческие расходы	2210	(330357)	(81948)
6; П-22,36	Управленческие расходы	2220	(14646656)	(14689872)
	Прибыль (убыток) от продаж	2200	12542933	12011327
	Доход от участия в других организациях	2310	-	-
	Процент к получению	2329	103613	83876

	Процент к уплате	2330	-	-
--	------------------	------	---	---

Форма по ОКУД 0710002 с.2

Пояснения	Наименование показателя	Код строки	за 2016 год	за 2015 год
П-37	Прочие доходы	2340	328251	340217
П-37	Прочие расходы	2350	(10282301)	(6461802)
	Расходы, связанные с реорганизации	2360	-	-
	Прибыль (убыток) до налогообложения	2300	2692496	5973618
П-34	Налог на прибыль, в т.ч.	2405	(1981873)	(2367188)
П-34	текущий налог на прибыль	2410	(1981873)	(2367188)
П-34	налог на прибыль прошлых лет	2411	-	-
	в т.ч. из стр. 2405			
П-34	постоянные налоговые обязательства (активы)	2421	1200282	1137753
П-34	Изменение отложенных налоговых обязательств	2430	(197786)	(127591)
П-34	Изменение отложенных налоговых активов	2450	440878	162302
П-34	Прочие	2460	(1482)	40
П-34	Перераспределение налогов на прибыль внутри КГН	2465	47009	206831
	Чистая прибыль (убыток)	2400	999242	3848012

Источник: составлено по данным [44]