

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

Институт электронного обучения

Специальность 240403 Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов

Кафедра химической технологии топлива и химической кибернетики

Тема работы	
Выбор технологических режимов установки стабилизации конденсата Рогожниковского месторождения	

УДК 622.276.65(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5201	Валиуллин Айрат Анварович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ушева Н.В.	к.х.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антоневич О.А.	к.б.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Юрьев Е.М.	к.т.н.		

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 240403 - Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов

Кафедра химической технологии топлива и химической кибернетики

УТВЕРЖДАЮ:

Зав.кафедрой

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

<i>дипломной работы</i>
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	Ф.И.О.
3 - 5201	Валиуллин Айрату Анваровичу

Тема работы:

<i>Выбор технологических режимов установки стабилизации конденсата Рогожниковского месторождения</i>	
Утверждена указом директора (дата, номер)	1778/с от 03.03.2016г

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17 июня 2016 г.
--	-----------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Проектная документация «Укрхимпроект»; Исполнительная и нормативная техническая документация ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»; Инженерные изыскания и физико-географические и климатические условия месторождения выполненные ОАО «СургутНИПИнефть»; Основные технические характеристики УКПГ.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Стратегия утилизации ПНГ; Характеристика Рогожниковского месторождения; Технологическая часть; Финансовый менеджмент; Социальная ответственность; Заключение.
Перечень графического материала (НАЗВАНИЯ СЛАЙДОВ)	Объект исследования; Цель работы; Технологическая схема УКПГ;

ПРЕЗЕНТАЦИИ)	<i>Экономическая эффективность/значимость работы; Выводы; Заключение.</i>
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кандидат экономических наук, доцент кафедры менеджмента Рыжакина Т.Г.
Социальная ответственность	Кандидат биологических наук, доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности Антоневиц О.А.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	12.01.2016
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<i>Доцент каф. – ХТТ и ХК</i>	<i>Ушева Н.В.</i>	<i>канд. хим. наук, доцент</i>		12.01.16

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 - 5201	<i>Валиуллин А.А.</i>		12.01.16г.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа		ФИО	
3-5201		Валиуллин Айрат Анварович	
Институт	Электронного обучения	Кафедра	ХТТ и ХК
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	ХТПЭ и УМ

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования.
2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований	Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.
3. Планирование процесса управления НИИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИИ
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Проведение оценки экономической эффективности при выборе режимов установки стабилизации конденсата Рогожниковского месторождения

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. График проведения и бюджет НИИ
3. Расчёт чистого денежного потока
4. Расчет инвестиционных показателей НИИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.э.н.		15.03.16

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5201	Валиуллин Айрат Анварович		15.03.16

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5201	Валиуллин Айрат Анварович

Институт	Институт электронного обучения	Кафедра	Химической технологии топлива и химической кибернетики
Уровень образования	Студент	Направление/специальность	240403 Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Выбор технологических режимов установки стабилизации конденсата Рогожниковского месторождения</i>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).	<i>ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.</i> <i>ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.</i> <i>ГОСТ 12.1.018-93 - статического электричества.</i> <i>ГОСТ Р 55710-2013 - Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений</i> <i>Опасность термических ожогов устанавливаются по ГОСТ Р 54431-2011.</i> <i>ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2)</i>
2. Экологическая безопасность: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);	<i>- Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы):</i> <i>Загрязняющие выбросы от УКПГ: диоксид</i>

– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	азота, оксид азота и оксид углерода; - Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы): К сточным водам относят: сбросные воды систем охлаждения, отработанные растворы, регенерационные и иламовые воды. Для отчистки используют фильтры и очистные сооружения; - Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы): Источниками загрязнения являются: аварийные разливы нефтепродуктов и химических реагентов, загрязненные производственно-дождевые стоки, твердые бытовые отходы. Для исключения загрязнения почвы, грунтовых вод предусматриваются: размещение функционально технологических блоков по степени вредности выделяемых веществ и категорий пожарной опасности с учетом розы ветров; обвалование резервуаров для хранения ЛВЖ и ГЖ.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	Молниезащита (меры): Предусмотрена защита зданий, сооружений, трубопроводов от прямых попаданий ударов молнии путем присоединения корпусов установок, отдельных емкостей и аппаратов к заземляющему устройству и установкой молниеприемников. Пожаровзрывобезопасность (меры): Предусмотрена пожарная сигнализация. Сигналы от датчиков пожарной сигнализации подаются на щиты управления. В качестве датчиков используются пожарные извещатели взрывозащищенные. Для тушения пожаров или возгораний на установке применяются следующие средства пожаротушения: - ручные порошковые огнетушители ОП-5, ОП-10, ОП-50 - углекислотные огнетушители ОУ-6 - пожарные ящики с песком в комплекте - пожарные рукава.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	1) Согласно статье 224 ТК РФ работодатель обязан соблюдать ограничения на привлечение отдельных категорий работников к выполнению тяжелых работ, работ во вредных и (или) опасных условиях. У сотрудников, которые заняты на работах во вредных или опасных условиях, продолжительность рабочего времени сокращается на 4 часа в неделю. То есть она не должна превышать 36 часов в неделю (ч. 1 ст. 92 ТК РФ). При этом ежедневная ра-

	<i>бочая смена при 36-часовой рабочей неделе не может превышать 8 часов, а при рабочей неделе 30 часов и менее — 6 часов (ч. 2 ст. 94 ТК РФ).</i> <i>В соответствии с ФНИП и ПБНГП установка имеет проезды шириной более 5 м, что позволяет пожарной технике свободно передвигаться по территории, а также выполнять монтажные и ремонтные работы.</i>
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10 марта 2016 г.
---	-------------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антоневич О.А.	к.б.н		10.03.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5201	Валиуллин Айрат Анварович		10.03.2016

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 88 страниц, 6 рисунков, 16 таблиц, 42 источника.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, нефтяное месторождение, подготовка газа, стабилизация конденсата.

Объект исследования: Установка компримирования и подготовки газа (УКПГ) Рогожниковского нефтяного месторождения.

Цель работы: Выбор технологических режимов установки стабилизации конденсата для эффективного использования нефтяного газа Рогожниковского месторождения ОАО «Сургутнефтегаз» в целях достижения процента утилизация газа не менее 95%.

В процессе исследования были проанализированы используемые пути применения и эффективность использования попутного нефтяного газа (ПНГ), как готового продукта. Проведенный анализ позволил выделить основные преимущества и недостатки используемых методов утилизации попутного нефтяного газа и определить наиболее оптимальные технологические схемы и режимы переработки ПНГ применительно к Рогожниковскому месторождению.

В результате исследования выработаны предложения и внедрены технологические схемы оптимальной переработки ПНГ с целью устранения недостатков в работе, возникших в работе установки компримирования и подготовки газа после ввода в эксплуатацию и повышения ее эффективности.

Выработанные технологические мероприятия позволяют довести процесс утилизации ПНГ до требуемых значений, а именно более 95%.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АВО – аппарат воздушного охлаждения;
БПГ - блок подготовки топливного газа;
ГТЭС - газотурбинная электростанция;
ДНП - давление насыщенных паров;
ДЭК – деэтанализированный конденсат;
КС - компрессорная станция;
КСУ - конечная ступень сепарационной установки;
КУ - компрессорная установка;
НТК - низкотемпературная конденсация;
ПНГ - попутный нефтяной газ;
ТУ - технические условия;
СНиП - строительные нормы и правила;
СОГ- станция охлаждения газа;
СПБТ - смесь пропана и бутана технических;
СП - свод правил;
СОГ - сухой отбензиненный газ;
УКПГ - установка компримирования и подготовки газа;
УНД - установка насосной дистилята;
УСК - Установки стабилизации конденсата;
ЦПС - центральный пункт сбора нефти;
ШФЛУ - Широкая фракция лёгких углеводородов.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	12
1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	14
1.1 Основные теоретические положения.....	14
1.2 Подготовка и состав сырья.....	16
1.3 Готовая продукция установок подготовки газа.....	16
1.4 Назначение установок подготовки газа.....	19
1.5 Современные направления совершенствования процессов утилизации попутных нефтяных газов.....	19
1.6 Методы переработки	21
1.7 Эффективность использования нефтяного газа.....	22
1.8 Характеристика основных способов утилизации ПНГ.....	26
1.9 Компрессорная станции КС.....	27
2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	29
2.1 Характеристика и история освоения Рогожниковского месторождения.....	29
3 РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА.....	32
3.1 Описание и назначение установки УКПГ.....	32
3.2 Методика выбора технологических режимов установки.....	35
3.3 Изменение режима работы колонны стабилизации для получения конденсата с ДНП 90 кПа.....	35
3.4 Изменение технологического режима работы установки с целью сокращения объемов дистилята, сжигаемого на факеле ГТЭС.....	41
3.5 Технологическое решение – безопасный трубопровод УНД - ЕР-1.....	43
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	45
4.1 Планирование управления научно-техническим проектом.....	45
4.2 Экономическая характеристика предприятия.....	50
4.3 Экономическая эффективность.....	52
4.3.1 Оценка абсолютной эффективности исследования	52

4.3.2 Оценка сравнительной эффективности исследования	55
4.3.3 Экономическая оценка эффективности инвестиций в проекте утилизации ПНГ.....	57
4.3.4 Расчет экономического эффекта, полученный от внедрения предложений по совершенствованию технологической схемы утилизации ПНГ.....	62
4.3.5 Экономический эффект от увеличения выработки нефтяной фракции.....	64
4.3.6 Экономический эффект предложенных технологических решений.....	65
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	68
5.1 Производственная безопасность.....	68
5.2 Экологическая безопасность.....	73
5.2.1 Воздействие объекта на литосферу.....	75
5.2.2 Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения.....	75
5.2.3 Мероприятия по охране атмосферного воздуха.....	76
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	78
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	80
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	82
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	85

ВВЕДЕНИЕ

Пристальное внимание делового сообщества в последние годы приковано к проблеме утилизации попутного нефтяного газа. На сегодняшний день утилизация попутного нефтяного газа имеет очень важное значение. ОАО «Сургутнефтегаз» первым среди нефтяных компаний разработало и внедрило в свою практику стратегию утилизации ПНГ.

ОАО «Сургутнефтегаз» уделяет особое внимание ценному энергоресурсу, стремится обеспечивать нормативный уровень его утилизации с самого начала разработки месторождения. Уже при планировании объектов инфраструктуры нефтедобычи предусматривается и сооружение мощностей, предназначенных для рационального использования ПНГ. При этом компания стремится к достижению наибольшей экономической эффективности, к использованию инженерных новаций и передовых технологий, не забывает о необходимости придерживаться международных стандартов экологической безопасности. Для успешной реализации проекта необходимо правильно подобрать технологическое оборудование для оптимальной переработки ПНГ, подобрать технологические режимы установки стабилизации конденсата.

ПНГ - это смесь различных углеводородов, растворенных в нефти. Он находится в нефтяных пластах и поднимается на поверхность при добыче нефти. В отличие от природного газа, который состоит в основном из метана, ПНГ имеет в своем составе большое количество этана, пропана, бутана и других углеводородов. Сами по себе эти вещества являются ценным сырьем для переработки. При этом при сжигании ПНГ образуется значительное количество вредных выбросов.

Нефтяные компании все больше внимания уделяют проблеме рационального использования попутного газа. Активизации этого процесса способствует принятое Правительством Российской Федерации Постановление №7 от 8 января 2009 года, в котором заложено требование по доведению уровня утилизации попутного газа до 95%.

Существует несколько альтернатив сжиганию попутного нефтяного газа. Среди них – поставка ПНГ на нефтехимические и газоперерабатывающие предприятия, что требует создания инфраструктуры подготовки и транспортировки газа.

Все более широкое применение находит ПНГ в качестве топлива для выработки энергии на ГТЭС непосредственно в районах нефтедобычи.

В данной работе рассматривается выбор технологических режимов установки стабилизации конденсата для эффективного использования нефтяного газа Рогожниковского месторождения ОАО «Сургутнефтегаз».

Предмет исследования - технологические процессы и схемы утилизации попутного нефтяного газа, направления по совершенствованию технологического процесса и повышению экономической эффективности переработки.

Объект исследования - установка компримирования и подготовки газа Рогожниковского месторождения ОАО «Сургутнефтегаз».

Цель дипломной работы - выбор технологических режимов установки стабилизации конденсата для эффективного использования нефтяного газа Рогожниковского месторождения ОАО «Сургутнефтегаз» в целях достижения процента утилизация газа на Рогожниковском месторождении не менее 95%.

Поставленные задачи в работе:

- провести анализ действующих технологических процессов и схем при переработке ПНГ;

- разработать оптимальный вариант технологической схемы переработки ПНГ Рогожниковского месторождения в соответствии с выбранной стратегией переработки ПНГ ОАО «Сургутнефтегаз».

1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

1.1 Основные теоретические положения

Ключевые задачи предприятий нефтегазового комплекса на ближайшие годы определены необходимостью утилизации и переработки попутного нефтяного газа. На протяжении многих лет нефтегазовый комплекс оставался основным загрязнителем воздуха и окружающей среды за счет повсеместного сжигания больших объемов попутного нефтяного газа. На его долю приходилось до 30% вредных выбросов всего промышленного комплекса страны.

В то же время специфика добычи ПНГ заключается в том, что он является побочным продуктом добычи нефти. Отсутствие инфраструктуры для его сбора, подготовки, транспортировки и переработки долгое время были основной причиной нерационального использования ПНГ [1].

Попутный нефтяной газ (ПНГ) - газообразная смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов, добываемая совместно с нефтью через нефтяные скважины и выделяющаяся из нефти в процессе ее промысловой подготовки.

Утилизировать ПНГ можно по-разному. Можно создавать энергетические установки, которые используют ПНГ для выработки электроэнергии. Можно создавать газохимические мощности переработки ПНГ, а также закачивать ПНГ в продуктивные пласты для повышения нефтеотдачи [2].

При сложившихся ценах на ПНГ создавать инфраструктуру для транспортировки его на ГПЗ с целью дальнейшей переработки часто становится невыгодно. Между тем, сжигание газа в факелах приводит к существенным экономическим потерям.

Исходя из экономического анализа, эксперты предлагают пять вариантов использования попутного газа:

- генерирование электроэнергии для нефтепромыслов;

- генерирование электроэнергии для поставки на региональный рынок;
- использование для производства сжиженного нефтяного газа, нефтехимической продукции и «сухого» газа;
- применение при производстве дизельного топлива или метанола (технология «газ в жидкость»);
- обратная закачка газа в пласт для повышения нефтеотдачи.

С учетом различных факторов, возрастает значение подготовки попутного газа (очистка, осушка, компримирование) при наиболее распространенных способах его использования:

- транспортировке по газопроводам для последующей переработки,
- применение в качестве топлива для выработки электроэнергии.

Самым эффективным способом использования ПНГ и минимизации вредных выбросов в атмосферу является выработка электроэнергии и тепла для обеспечения собственных нужд нефтегазовых месторождений [3].

В постановлении Правительства РФ от 8 января 2009 г. «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» закреплена целевой показатель сжигания ПНГ на факельных установках на 2012 г. и последующие годы в объеме не более 5 % от объема добытого ПНГ и увеличен размер платы за выбросы вредных (загрязняющих) веществ, образующихся при сжигании попутного нефтяного газа на факельных установках [4].

Утилизация ПНГ позволит сократить объемы вредных выбросов в окружающую среду и снизить ущерб для здоровья населения. Сжигание ПНГ на месторождениях опасно для здоровья, так как в воздухе образуются токсичные вещества, которые поглощаются растениями и могут попасть в пищевую цепь. Вредные металлы, содержащиеся в выбросах, могут стать причиной раковых заболеваний, врожденных пороков, заболеваний крови и центральной нервной системы. Выбросы CO₂ в России в 2009 г. из-за сжигания ПНГ составили 90 млн. т. Статистические данные по Тюменской области,

основному нефтегазодобывающему региону России, свидетельствуют, что за все время эксплуатации нефтяных месторождений сожжено около 225 млрд. м³ попутного газа, а в окружающую среду поступило более 20 млн. т загрязняющих веществ.

1.2 Подготовка и состав сырья

Исходное сырье – попутный нефтяной газ низких ступеней сепарации ЦПС, поступающий от двух источников: установки Хитер-Тритер II типа и КСУ. На вход УКПГ допускается подача газа как отдельно от одного из указанных источников, так и от обоих источников одновременно.

Газ – смесь углеводородов метанового ряда со 100% насыщением влагой. Для подготовки газа к использованию в соответствии с техническими требованиями необходима его очистка от механических примесей и воды до точки росы по влаге, не менее чем на 20 градусов ниже температуры смеси этого газа с ПНГ первой ступени сепарации в условиях транспорта и подачи к газотурбинным двигателям ГТЭС [5].

Компонентный состав газа может изменяться в зависимости от режима работы ЦПС месторождения. Содержание углеводородов C₃+ может изменяться в диапазоне от 100 до 600 г/м³. При этом состав и количество ПНГ непостоянная величина: возможны как периодические (сезонные), так и разовые колебания (среднее изменение значений до 15%).

1.3 Готовая продукция установок подготовки газа

Продукцией УКПГ является газ, подготовленный к транспорту в соответствии с требованиями Заказчика по температуре точки росы по влаге, стабильный углеводородный конденсат и дистиллят.

Все три продукта можно использовать для собственных нужд нефтяных месторождений:

- топливо для котельных;
- топливо газотурбинных двигателей ГТЭС;
- производство ШФЛУ;
- газовый стабилизат можно использовать как компонент товарной нефти.

Варианты подготовки нефтяного газа к транспорту зависят от удаленности потребителей газа от ЦПС и их особенностей.

Если потребитель газа - газоперерабатывающий завод, расположенный в непосредственной близости от ЦПС, то газ первой ступени сепарации и газ низкого давления подаются на завод отдельно без компримирования и подготовки. В этом случае необходимая подготовка газа осуществляется на газоперерабатывающем заводе [6].

Если потребитель газа - газоперерабатывающий завод, расположенный от ЦПС на таком расстоянии, при котором бескомпрессорный транспорт газа низкого давления на завод невозможен, то в этом случае унифицированными технологическими схемами предусмотрено несколько вариантов подготовки газа, но в любом варианте рекомендовано:

- газ первой ступени сепарации подготавливать отдельно от газа низкого давления;
- газ низкого давления компримировать до давления первой ступени сепарации;
- газ первой ступени сепарации транспортировать на завод бескомпрессорным способом (совместно с газом низкого давления после его компримирования или отдельно)[7].

В зависимости от конкретных условий возможны следующие варианты подготовки газа:

- газ низкого давления после компримирования охлаждается в воздушных холодильниках и через сепаратор подается на смешение с газом первой ступени сепарации, а выделившийся в сепараторе конденсат

направляется в нефтегазопровод перед первой ступенью сепарации или в товарную нефть (направление реализации выделившегося конденсата определяется при проектировании с учетом достижения наилучших технико-экономических показателей и обеспечения необходимого качества товарной нефти);

- газ низкого давления частично отбензинивается методом низкотемпературной конденсации (НТК) с целью предотвращения обильного выпадения конденсата в газопроводе, а затем совместно с газом первой ступени сепарации или отдельно подается на газоперерабатывающий завод; полученная при НТК широкая фракция углеводородов по самостоятельному продуктопроводу также подается на завод;

- газ первой ступени сепарации частично отбензинивается методом НТК, а выделившийся при этом конденсат подается в товарную нефть; газ низкого давления подготавливается одним из указанных методов и подается на завод совместно с подготовленным газом первой ступени сепарации или отдельно;

- наряду с подготовкой газа одним из указанных методов при необходимости осуществляется также его осушка (необходимость осушки газа определяется в результате расчета) [8].

Если газ подается непосредственно коммунально-бытовым потребителям или в магистральные газопроводы, то методы подготовки газа определяются в зависимости от его состава и требований к качеству газа, регламентированных для данных потребителей.

Кроме основного варианта унифицированной технологической схемы с осуществлением всех ступеней сепарации нефти и газа на ЦПС предусмотрена возможность размещения блоков первой ступени сепарации на отдельных месторождениях (или на отдельных участках крупных месторождений). При этом газ первой ступени сепарации подлежит транспортировке на ЦПС, как правило, бескомпрессорным способом, а нефть в газонасыщенном состоянии (с газом, оставшимся в ней после первой ступени сепарации) - насосами. В

данном случае может возникнуть необходимость осушки газа первой ступени сепарации на месторождении для обеспечения возможности его беспрепятственного транспортирования до ЦПС.

1.4 Назначение установок подготовки газа

Установка подготовки ПНГ предназначена для извлечения из попутного нефтяного газа (ПНГ) продукта СОГ – сухого отбензиненного газа, ДЭК–деэтанализованного конденсата [9].

Технологические сооружения УПГ обеспечивают проведение следующих технологических операций:

- компримирование попутного нефтяного газа для процесса низкотемпературной сепарации;
- осушка попутного нефтяного газа;
- компримирование отбензиненного газа для отправки в магистральный газопровод;
- коммерческий учет отбензиненного газа;
- деэтанализация конденсата;
- внутренняя перекачка конденсата;
- оперативный учет конденсата;
- подогрев конденсата;
- перекачка деэтанализованного конденсата на ЦПС;
- накопление конденсата в резервуарных емкостях;
- аварийное сжигание газа на факельной установке.

1.5 Современные направления совершенствования процессов утилизации попутных нефтяных газов

В настоящее время наблюдается устойчивый рост интереса к переработке природного и попутного нефтяного газа. В последнем случае

особенно актуальна задача переработки его в удобный для транспортирования продукт непосредственно на месте добычи. ОАО «Сургутнефтегаз» занимается этими вопросами начиная с 2000 года, и за прошедшее время был предложен и опробован ряд технических решений, позволяющих существенно упростить и удешевить процесс переработки газа в товарный продукт.

Особенность попутного газа заключается в том, что он является побочным продуктом нефтедобычи. По геологическим характеристикам различают попутные газы газовых шапок и газы, растворённые в нефти. Для эффективного использования попутного газа необходимо не допустить его потерь, связанных с неподготовленностью инфраструктуры для его сбора, подготовки, транспортировки и переработки, отсутствием потребителя. В этом случае попутный газ просто сжигается на факелах. Нефтяной попутный газ – это смесь газов и парообразных углеводородных и не углеводородных компонентов, выделяющихся из нефтяных скважин и из пластовой нефти при её сепарации. Обычно нефтяной попутный газ рассматривается как источник сырья для производства ряда химических продуктов, источник получения дешевой электрической и тепловой энергии. Была предложена комплексная технология, включающая кроме перечисленных аспектов использования попутного газа его переработку в широкую гамму топливных, моторных компонентов, а также компонентов нефтяных потоков. [10]

Утилизация попутного нефтяного газа и всех его составляющих должна быть направлена на высокотехнологичное освоение месторождений нефти, для ликвидации неблагоприятных последствий и возврата в оборот углеводородного сырья. Возможны два направления утилизации попутного газа – это энергетическое и нефтехимическое. Применение современных технологий позволяет использовать конечный продукт утилизации попутного газа в качестве топлива для получения электроэнергии на газотурбинных электростанциях и тепла. Проводя подготовку и утилизацию попутного газа нефтедобывающая, компания не только избегает штрафов за сжигание попутного газа, но и обеспечивает свою компанию качественной

электроэнергией, теплом, сохраняя при этом имидж социально-ответственной организации. Современные технологии утилизации попутного газа предоставляют возможность полностью использовать попутный нефтяной газ на месторождениях, получать дополнительную электроэнергию, тепло и углеводородные газомоторные топлива [4].

Как известно, основным компонентом природного и попутного нефтяного газа (ПНГ) является метан. Однако, в отличие от «сухого» природного газа, содержащего 90-98% CH_4 , ПНГ насыщен более тяжелыми углеводородами – летучими компонентами нефти. В зависимости от месторождения в составе ПНГ может содержаться до 60% C_2+ углеводородов, причем значительная часть этого количества (до 15%) представляет собой легкую бензиновую фракцию C_5+ . Также, ПНГ содержит значительное количество пропан-бутановой фракции, которая является ценным сырьем для нефтехимии.

1.6 Методы переработки ПНГ

Основные методы утилизации ПНГ, используемые нефтегазовыми компаниями, можно разделить на две группы: утилизация на месторождении (внутренний проект, до узла учета) и утилизация посредством передачи третьим лицам (внешний проект, после узла учета) [11].

Технологии можно условно разделить на четыре вида:

1. Подготовка и транспорт газа: мультифазный транспорт, бескомпрессный транспорт, компрессорный транспорт.

2. Использование газа на собственные нужды предприятия: выработка тепловой энергии, выработка электроэнергии, преобразование в механическую энергию, использование в системе подготовки нефти и воды, использование в технологии добычи нефти, обратная закачка газа в пласт, применение энергосберегающих технологий.

3. Переработка попутного нефтяного газа с получением следующих продуктов: широкой фракции легких углеводородов, смеси пропана и бутана технического и газового конденсата.

4. Транспорт продуктов переработки ПНГ: автомобильный, трубопроводный, железнодорожный, морской [5].

1.7 Эффективность использования нефтяного газа

Одной из серьезных экологических и экономических проблем, стоящих сегодня перед российским государством является проблема утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ). Актуальность проблемы утилизации ПНГ во многом связана с изменением законодательной базы процесса регулирования загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа. Так, в 2009 г. вышло постановление Правительства Российской Федерации, запрещающее с 2012 г. сжигать на месторождениях ПНГ и обязывающее его утилизировать на 95 %. Кроме того, отечественные компании обязаны соблюдать требования Киотского протокола и мировых принципов Концепции устойчивого развития. По данным Минприроды РФ, на территории России зарегистрировано 1200 нефтегазоконденсатных месторождений, где добывается 60 млрд. м³ ПНГ в год, причем 47 % ПНГ списывается на технологические потери или используется на нужды промыслов, 27 % направляется на переработку на газоперерабатывающие заводы (ГПЗ), 26 % сжигается в факелах. Таким образом, в факелах сгорает свыше 20 млрд. м³ ПНГ [12].

Однако данные спутниковой съемки, проведенной по заказу возглавляемого Всемирным банком Государственно-частного партнерства в целях сокращения факельного сжигания газа (GGFR), свидетельствуют о том, что официальная статистика об объемах сжигаемого газа в России занижена и реальный объем сжигаемого ПНГ составляет около 50 млрд. м³, что ставит Россию на первое место по этому показателю. Упущенная выгода от каждого не

вовлеченного в сферу переработки 1 млрд. м³ попутного газа эквивалентна потере товарной массы на сумму 270 млн. долларов. При этом потери бюджета составляют около 35 млн. долларов. По оценкам компании «Метапроцесс», рациональное использование сжигаемого ПНГ позволило бы ежегодно получать 16,7 млн. т метанола, или 12,5 млн. т синтетической нефти, или 70 тыс. ГВт электроэнергии, или 5,5 млн. т олефинов. По подсчетам Минприроды, суммарный эффект от переработки попутного нефтяного газа мог бы составить 362 млрд. руб. в год. В настоящее время ежегодно экономические потери от сжигания попутного нефтяного газа в России оцениваются в 139,2 млрд. руб. Велики потери, связанные с недополучением более дорогостоящей продукции на предприятиях газохимической промышленности, в том числе продукции, которая может быть экспортирована в другие страны. Возможности применения ПНГ значительно шире, чем природного газа, так как химический состав его богаче. В ПНГ содержится меньше метана, чем в природном газе, но значительно больше гомологов метана. Чтобы использовать ПНГ более рационально, его разделяют на фракции узкого состава. После разделения получают газовый бензин и этан, которые используются в нефтехимии, пропан-бутановую фракцию и сухой газ (метан). Потребность в пропан-бутановой фракции как автомобильном топливе на внутреннем рынке с каждым годом растет. За последние 15 лет среднегодовой темп роста достиг 3,6 % в год. К тому же с экологической точки зрения использование газомоторного топлива предпочтительнее, так как снижает выброс загрязняющих веществ в атмосферу. При газохимической переработке попутного нефтяного газа получают разные виды продукции. ПНГ является наиболее предпочтительным сырьем для полимерной продукции. Потребление всех основных полимеров в России растет в среднем на 10% в год. Большой интерес вызывает выпуск тех полимеров, которые полностью или почти полностью импортируются в Россию: поликарбонатов и полиэтилентерефталатов (ПЭТФ). Однако перед полимерной промышленностью, равно, как и перед всей нефтехимией, остро стоит вопрос об обеспечении сырьем. Необходимо отметить, что сырьем для

полимерных предприятий являются не первичные углеводороды, а некоторые ключевые продукты-мономеры их переработки: стирол, этилен, пропилен и т.д. Избытка на рынке этих мономеров, за исключением стирола, не наблюдается. Для увеличения их производства необходимо направлять в пиролизные печи больше углеводородного сырья, однако сейчас применяются лишь несколько видов углеводородного сырья. Одно из лучших - это попутный нефтяной газ, точнее, получаемая из него пропан-бутановая смесь. Кроме того, удовлетворив возрастающий спрос на полимерную продукцию можно наладить производство пластмассовых товаров повседневного спроса, оживив средний и малый бизнес, создав качественную импортозамещающую продукцию, новые рабочие места, что особенно важно в современных экономических условиях.

Рассмотрим возможности их применения в условиях Томской области. Транспортировка ПНГ на ГПЗ нерентабельна в силу ряда причин. Во-первых, из-за удаленности месторождений от развитой инфраструктуры, во-вторых, из-за низкой цены на ПНГ, которая зависит от газожидкостного состава. Чем выше содержание жидкой фракции в попутном нефтяном газе, тем ниже его цена. На протяжении нескольких лет цена на ПНГ остается примерно одинаковой (86-420 рублей)[13]. Кроме того, для транспортировки ПНГ на ГПЗ требуется дорогостоящее строительство и обслуживание трубопровода. В настоящее время стоимость строительства 1 км стандартного трубопровода диаметром 325 мм составляет 15,8 млн. руб. Эксплуатация трубопровода также является дорогим мероприятием: обслуживание обходится в 360тыс.руб./км, тариф на транспортировку 1000 м³ ПНГ до единой газотранспортной системы (ГТС) ОАО «Газпром» составляет 62,3 руб. на 100 км, по ГТС ОАО «Газпром» - 40,6 руб. на 100 км. Проблему утилизации ПНГ можно было бы решить путем выработки электроэнергии из попутного газа на турбинных электростанциях для собственных нужд и реализации потребителям на внешний рынок. Однако на нужды месторождений в среднем расходуется не более 50 % добываемого ПНГ, а реализации внешним потребителям мешает отсутствие гарантий покупки электроэнергии. Для этого необходима специальная программа по

созданию энергетики на ПНГ и выработка нормативно-правовых документов по этой деятельности. Но разработка и становление такой программы - дело не одного дня. Среди предлагаемых сегодня технологий для решения проблемы утилизации ПНГ нетрадиционным способом является газохимическая переработка (GTL) [14].

Если рассматривать разнообразные предложения по газохимической переработке газа для условий, то наиболее предпочтительна технология переработки ПНГ в смесь жидких синтетических углеводородов (синтетической нефти), реализуемых по цене нефти с подачей полученных жидких продуктов вместе с нефтью в магистральный нефтепровод. Однако нет гарантий, что полученная синтетическая нефть будет подходить под стандарты ОАО «Транснефть», поэтому возможны проблемы со сдачей нефти в магистральный нефтепровод. Кроме того, апробации технологии в промысловых условиях Западной Сибири не проведены, а проекты становятся рентабельными при объемах ПНГ от 1,5 млрд м³ в год. Итак, единственным экономически выгодным решением проблемы утилизации ПНГ для нефтегазодобывающих компаний является объединение усилий нескольких недропользователей с целью создания общего потока ПНГ и его транспортировки на ГПЗ.

Современные цеха добычи нефти и газа – это высокотехнологичные, автоматизированные производственные комплексы, позволяющие оперативно и эффективно управлять всем процессом добычи, транспортировки и первичной подготовки нефти. АО «Сургутнефтегаз» является одним из лидеров отрасли по уровню утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ). Основным приоритетом Компании является оптимальное использование природных ресурсов путем создания полного цикла утилизации ПНГ. Объем производства попутного газа в Компании в 2013 году составил около 12 млрд. куб.м, добыча природного газа – 58 млн.куб.м, уровень утилизации ПНГ превысил 99 %. Единая система сбора, транспорта и использования нефтяного газа в ОАО «Сургутнефтегаз» была сформирована к 2000 году. Эта система позволяет комплексно решать

вопросы эксплуатации оборудования, загрузки мощностей и реализации продукции, выполнения лицензионных соглашений в области использования нефтяного газа. Для рационального использования ПНГ и обеспечения тепловой и электрической энергией производственных объектов в ОАО «Сургутнефтегаз» реализуется комплексная программа обустройства газопроводами, линиями электропередачи, газотурбинными и газопоршневыми электростанциями, компрессорными станциями, установками «Хитер-Тритер» и котельными. Все производственные объекты в области использования газа оснащены приборами учета, показания которых выведены в единую информационную систему учета добычи, транспортировки, переработки и реализации газа. Она позволяет автоматически формировать материальный баланс ПНГ и получать оперативную информацию по его использованию.

1.8 Характеристика основных способов утилизации ПНГ

Выработка тепловой энергии - применяется на небольших и удаленных нефтяных месторождениях, не имеющих доступа, или имеющих ограниченный доступ к энергосистеме, использование ПНГ для выработки тепловой и электроэнергии на газовых электростанциях является одним из наиболее эффективных способов утилизации. Принимая во внимание постоянный рост тарифов на электроэнергию, стоимости дизельного топлива и увеличение их доли в себестоимости продукции, использование попутного нефтяного газа в качестве топлива является экономически оправданным

Выработка электроэнергии на нужды месторождения (ГТЭС) - Выработка электроэнергии на нужды месторождения производится посредством газопоршневых или газотурбинных электростанций. При этом, в зависимости от масштаба месторождения, минимизируются или полностью покрываются расходы на потребляемую электроэнергию [5].

Закачка ПНГ в пласт - закачка газа в пласт является методом увеличения нефтеотдачи, который применяется на месторождениях с газовой шапкой для

увеличения степени вытеснения нефти газом, однако, данный метод должен согласовываться с технологическими особенностям разработки месторождения.

Подготовка и транспорт газа - Транспорт газа чаще всего эффективен на месторождениях, где качество попутного газа близко к требованиям государственных стандартов, а затраты на преодоление расстояния перекачки оптимально соотносимы с объемами транспортируемого газа. В зависимости от давления извлекаемого газа и от дальности потребителей газа дополнительно устанавливаются компрессорные станции [15].

1.9 Компрессорные станции КС

Для подготовки ПНГ принята двухступенчатая схема компримирования газа на компрессорной станции.

Компрессорная станция располагается на территории установки подготовки газа.

Компрессорные установки газа представляют собой изделия полной заводской готовности в блочном исполнении.

В комплект поставки КУ входит быстровозводимое здание (ангар) с системами отопления, вентиляции, контроля загазованности, пожаробнаружения, грузоподъемным устройством.

В состав компрессорной установки входят следующие основные блоки и оборудование:

- винтовой компрессор;
- двигатель с системой смазки, включающей масляные насосы, подогреватель масла, фильтры и холодильники, индикатор уровня масла в картере компрессора;
- входные сепараторы;
- аппараты воздушного охлаждения (АВО) газа;
- система управления и мониторинга;

- запорная и регулирующая арматура с пневматическим и ручным приводами: отключающие краны на входе и выходе КУ, предохранительные клапаны на нагнетательной линии после каждой ступени сжатия, автоматический байпасный пусковой клапан, продувочный клапан, обратный клапан на линии нагнетания.

Регулирование производительности КУ от 0 до 100 % осуществляется следующими способами:

- частотой вращения двигателя;
- открытием/закрытием золотника электроприводом.

Газ после КСУ с давлением 0,005МПа и температурой 41°С поступает на винтовой компрессор низкого давления, где компримируется до давления 0,4 МПа и поступает на первую ступень сжатия КС высокого давления для совместного компримирования с газом после 1,2 ступени сепарации нефти ЦПС [16].

2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Характеристика и история освоения Рогожниковского месторождения

Рогожниковское месторождение находится на территории Октябрьского административного района в 165 км к северо-западу от г. Ханты-Мансийска. ОАО «Сургутнефтегаз» в 2001 г получил право на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородного сырья в пределах Рогожниковского участка. Извлекаемые запасы нефти Рогожниковского месторождения тогда оценивались в 96 млн. тонн (27 млн. тонн - по категории С1 и 69 млн. тонн - по С2). В настоящее время запасы составляют примерно 150 млн. тонн.

В эксплуатацию Рогожниковское месторождение введено в 2005 году. Недостатком является, кроме удаленности от г.Сургута, также сложные геологические и природно-климатические условия, что, например, удорожает бурение в 3 раза. Около 5 млрд. рублей вложил ОАО «Сургутнефтегаз» в первичное обустройство, включающее строительство дороги, трубопроводов и ЛЭП [17].

В мае 2005 г. на Рогожниковское месторождение вышли первые лесорубы, а уже в июне этого года госкомиссия приняла один из центральных объектов: товарный парк пункт сбора нефти. В это же время был построен 80-километровый трубопровод диаметром 0,5 метра от месторождения до Красноленинской нефтеперекачивающей станции ОАО «Транснефти» с двумя подводными переходами через реки Обь и Эндырь. Длина переходов составляет соответственно 1600 и 700 метров, сооружались они с применением технологии горизонтального бурения. В итоге были созданы по две «нитки» нефтепровода в каждой из рек – основная и «резервная» – на случай нештатных ситуаций. В течение 10 месяцев трест «Сургутнефтедорстройремонт» построил бетонную трассу протяженностью в 130 км с 8 мостами, а ООО «Тюменьэнерго» провел 40 км ЛЭП на 110 кВт. Это был уникальный технологический эксперимент: провода тянули через Обь, на левой стороне которой расположена подстанция Лебяжья. Пролеты между опорами под ЛЭП

составили более чем 2000 метров, а высота одной из двух опор – 140 метров. Для того, чтобы ЛЭП заработала, была построена своя подстанция [17].

Все, что есть на Рогожниковском месторождении, создано сургутскими нефтяниками в кратчайшие сроки, и за этот срок освоено не один миллиард рублей. В какой-то момент в регионе работало не менее 700 строителей.

На Рогожниковском месторождении был построен центральный пункт сбора нефти с полным промышленным циклом сепарации и подготовки, с семью установками «Хиттер-Триттер». Налажена двусторонняя спутниковая связь. Продолжается строительство большой промышленной базы управления: это целый комплекс крупных сооружений, в том числе современные ремонтно-механические мастерские. Собственные производственные базы строятся и для тех структурных подразделений ОАО «Сургутнефтегаз» и других подрядных организаций. Сооружается вахтовый поселок, в котором функционируют четыре общежития по 100 мест, столовая с пекарней и холодильным помещением, прачечная, гостиница на 40 мест.

В перспективе Рогожниковское месторождение должно давать, около двух с половиной миллионов тонн нефти в год. Рогожниковское месторождение это современный, полностью автономный нефтепромысел с несколькими сотнями скважин. Там работают сотни специалистов, в том числе в структуре крупного управления технологического транспорта [18].

На 2015 год рост добычи нефти на Рогожниковском месторождении продолжается, непрерывную разработку которого ОАО «Сургутнефтегаз» ведет с опережением графика: изначально пик ожидался в 2011 году на уровне 2,5 млн. тонн, в реальности же в 2011 году было добыто 2,8 млн. тонн, в 2012 году порядка 3,3 млн. И с каждым годом добыча нефти стабильно возрастает. На рисунке 1 приведена принципиальная схема УКПГ Рогожниковского месторождения.



Рисунок 1 – Принципиальная схема УКПГ Рогожниковского месторождения

Показатели общественной эффективности учитывают социально-экономические последствия осуществления инвестиционного проекта как для общества в целом, в том числе непосредственные результаты и затраты проекта, так и затраты и результаты в смежных секторах экономики, экологические, социальные и иные внеэкономические эффекты.

Бюджетная эффективность характеризуется участием государства в проекте с точки зрения расходов и доходов бюджетов всех уровней.

С точки зрения экономики нефтедобычи, инвестиционные процессы в области утилизации попутного газа достаточно инерционны, и ориентируются в первую очередь не на конъюнктуру рынка в краткосрочном периоде, а на совокупность всех экономических и институциональных факторов на достаточно долгосрочном горизонте.

Экономические аспекты добычи углеводородов имеют свою особую специфику. Особенностью нефтедобычи является:

- долгосрочный характер ключевых инвестиционных решений;
- значительные инвестиционные лаги;
- крупные начальные инвестиции;
- необратимость начальных инвестиций;
- естественное снижение добычи во времени.

Для того, чтобы оценить эффективность любого проекта, распространённой моделью оценки стоимости бизнеса является оценка NPV.

NPV (Net Present Value) – оценка основывается на том, что все будущие предположительные доходы фирмы будут просуммированы и приведены к нынешней стоимости этих доходов. Одна и та же денежная сумма сегодня и завтра отличается на ставку дисконта (i). Это связано с тем, что в период времени $t=0$ имеющиеся у нас деньги имеют определённую ценность. В то время как в период времени $t=1$ на данные денежные средства будет распространена инфляция, будут иметься всевозможные риски и негативные влияния. Все это делает будущие деньги «дешевле», чем нынешние.

Дополнительные траты на учёт, сбор и утилизацию попутного нефтяного газа могут быть оправданы с точки зрения проекта, только если данные расходы будут увеличивать NPV проекта. В ином случае будет происходить уменьшение привлекательности проекта и, как следствие, либо уменьшение количество реализуемых проектов, либо скорректированы объёмы добычи нефти и газа в рамках одного проекта.

Условно, все проекты по утилизации попутного газа можно разделить на три группы:

1. проект по утилизации сам по себе является прибыльными (с учётом всех экономических и институциональных факторов), и компании не будут нуждаться в дополнительном стимулировании к реализации;

2. проект по утилизации имеет отрицательный ЧДД, при этом кумулятивный ЧДД от всего проекта по нефтедобыче является положительным. Именно на эту группу могут быть сконцентрированы все меры по стимулированию. Общий принцип будет заключаться в том, чтобы создать условия (льготами и штрафами), при которых компании будет выгодно проводить проекты по утилизации, а не платить штрафы. Причём чтобы суммарные затраты на проект не превышали совокупный NPV;

3. проекты по утилизации имеют отрицательный NPV, при этом в

случае их реализации общий проект нефтедобычи данного месторождения так же становится убыточным. В таком случае меры по стимулированию либо не будут приводить к уменьшению выбросов (компания будут платить штрафы вплоть до их кумулятивной стоимости, равной ЧДД проекта), либо месторождение будет консервироваться, а лицензия сдаваться.

По данным Энергетического центра Сколково, инвестиционный цикл в области реализации проектов по утилизации ПНГ составляет более 3 лет.

Упущенная выгода от каждого не вовлеченного в сферу переработки 1 млрд. м³ попутного газа эквивалентна потере товарной массы на сумму 270 млн. долларов. При этом потери бюджета составляют порядка 35 млн. долларов. По оценкам компании «Метапроцесс», в России рациональное использование сжигаемого ПНГ позволило бы ежегодно получать: 16,7 млн. т метанола, или 12,5 млн. т синтетической нефти, или 70 тыс. ГВт электроэнергии, или 5,5 млн. т олефинов. По подсчетам Министерства природных ресурсов РФ суммарный эффект от переработки попутного нефтяного газа в Российской Федерации мог бы составить 362 млрд. рублей в год, однако в настоящее время экономические потери от сжигания попутного нефтяного газа в России составляют ежегодно 139,2 млрд. руб. При этом велики потери, связанные с недополучением более дорогостоящей продукции на предприятиях газохимической промышленности, в том числе продукции, которая может быть экспортирована в другие страны.

Важнейшее значение утилизации ПНГ посредством использования газа на нефтехимических предприятиях продиктован «тройным» эффектом - увеличение уровня утилизации, благоприятно сказывающееся на экологической обстановке, импортозамещение за счёт увеличения производства полимеров и увеличение энергоэффективности за счёт более рационального использования энергетических ресурсов.

Таблица 4 - Оценка экономических характеристик некоторых технологических схем переработки 6 млрд. м³ ПНГ в год.

Ассортимент про- дукции	Количе- ство про- дукции	Стоимость товарной продукции млн. руб.	Поступле- ние налогов в бюджет, млн. руб.	Суммарная стоимость продук- ции, млн. руб.	Суммарные поступле- ния налогов в бюджет, млн. руб.	Кол-во новых рабо- чих мест, чело- век
Газ горит на факеле	6000	-	-	-	1500	-
Технологическая схема 1						
Топливный газ, млн. м ³ /год	5220	1566	673	4806	2066	2400
ШФЛУ, тысяч тонн/год	1620	3240	1393			
Технологическая схема 2						
Топливный газ, млн. м ³ /год	5220	1566	673	7506	3228	3000
Пропан, тысяч тонн/год	540	1620	697			
Бутан, тысяч тонн/год	540	1620	697			
СГБ, тысяч тонн/год	540	2700	1161			
Технологическая схема 3						
Топливный газ, млн. м ³ /год	5220	1566	673	18846	8104	3600
Бутан, тысяч тонн/год	540	1620	697			
СГБ, тысяч тонн/год	540	2700	1161			
Полиэтилен, тысяч тонн/год	360	9720	4180			
Полипропилен, ты- сяч тонн/год	120	3240	1393			
Технологическая схема 4						
Топливный газ, млн. м ³ /год	5220	1566	673	31626	13599	4100
СГБ, тысяч тонн/год	540	2700	1161			
Полиэтилен, тысяч тонн/год	360	9720	4180			
Полипропилен, ты- сяч тонн/год	120	3240	1393			
Бутадиеновый кау- чук, тысяч тонн/г	480	14400	6192			

Из таблицы видно, что при использовании технологической схемы №4 суммарные бюджетные поступления почти в 9 раз выше, чем в случае поступ-

лений от штрафов за сжигание ПНГ, в то же время суммарная стоимость продукции достигает двукратного увеличения при переходе от одной технологической схемы к другой.

Проекты утилизации попутного нефтяного газа в большинстве случаев реализуются в целях минимизации выплаты штрафов за нерациональное использование извлекаемых углеводородов.

В связи с этим у предприятий возникают задачи как по решению вопроса утилизации попутного нефтяного газа на стадии проектирования и на последующих этапах разработки месторождения, так и по совершенствованию текущей схемы утилизации попутного нефтяного газа в процессе эксплуатации месторождения.

Выбор оптимального способа утилизации крайне важен в ключе построения дальнейших денежных потоков проекта: количество сжигаемого газа и объем эмитируемых веществ будет оказывать существенное влияние на объем уплачиваемых штрафов (в кратных размерах, из-за применяемых коэффициентов).

Сокращение объемов сжигания попутного газа, увеличение коэффициента его использования способствует не только сокращению платежей за объемы выбросов, получению дополнительной прибыли от рационального использования углеводородного сырья, но и выполнению экологической стратегии Российской Федерации до 2030 года в части охраны атмосферного воздуха.

В общем случае, экономический анализ эффективности и инвестиционной привлекательности проектов преследует следующие цели:

1. выбор оптимального проекта из имеющихся альтернатив;
2. обоснование экономической целесообразности внедрения выбранного проекта;
3. оценка эффективности проекта к концу срока его реализации;
4. оценка финансовых показателей предприятия, реализующего проект, включая анализ вариантов «без проекта» - в условиях отсутствия

необходимости утилизации ПНГ и «с проектом».

Следует отметить, что на сегодняшний день не существует единой схемы экономической оценки проектов утилизации ПНГ.

Таблица 5 – Стратегический анализ проблемы сжигания ПНГ и путей ее решения

Сценарий	1.Сжигание попутного нефтяного газа	2. Утилизация попутного нефтяного газа
Финансовые стратегии	Минимизация капитальных вложений в процессы обращения с ПНГ	Сокращение размеров штрафов с последующим прекращением их выплат
Затраты	Выделение денежных средств на уплату штрафов (равными или увеличивающимися объемами на протяжении всего периода эксплуатации	Инвестирование в проекты утилизации ПНГ. Получение прибыли от реализации проектов утилизации ПНГ. Выделение средств на специализированное обустройство месторождения/иные способы утилизации ПНГ (значительный объем капитальных вложений на начальной стадии эксплуатации, дальнейшие платежи связаны с текущими, операционными затратами);
Сценарий	1.Сжигание попутного нефтяного газа	2. Утилизация попутного нефтяного газа
Доходная часть	Отсутствует	Может как отсутствовать, так и окупать специализированное обустройство месторождения, или составлять значительную часть денежного потока, обеспечивая инвестиционную привлекательность проекта

4.2 Экономическая характеристика предприятия

ОАО «Сургутнефтегаз» – одна из крупнейших российских нефтяных компаний. Сфера деятельности компании охватывает разведку, обустройство и разработку нефтяных и нефтегазовых месторождений, добычу и реализацию нефти и газа, производство и сбыт нефтепродуктов и продуктов нефтехимии.

Самые большие показатели утилизации попутного газа в России принадлежат ОАО «Сургутнефтегаз». ОАО «Сургутнефтегаз» реализует безрезервуарную схему подготовки нефти, при этом газ низкого давления выбирает-

ся из нефти на центральных пунктах сбора, где отбирается вакуумными компрессорными станциями. Исходя из заявления самой компании[4], в 2012 уровень утилизации по компании достиг 99,2%, в том числе 100% в ЯНАО, 99,3; в ХМАО и 97,57% в Якутии.

Столь высокий процент утилизации объясняется доступом к магистральным газопроводам длиной 3000 км, наличием 3 установок переработки газа суммарной мощности более 7 млрд. м³ газа в год, а так же генерация электроэнергии 21 газотурбинными электростанциями и 7 газопоршневыми электростанциями. Так же газ используют местные промышленные предприятия.

Пример ОАО «Сургутнефтегаз» показывает, что уровень утилизации попутного газа может быть достигнут без применения административным рычагов воздействия, если имеется доступ к комбинированным инструментам утилизации. Так, даже в 2007 год, ещё до выхода законопроекта 2009, устанавливающего требования в 95% утилизации, ОАО «Сургутнефтегаз» уже достиг данного уровня. Из этого можно сделать вывод, что в случае действительно положительной экономики проекта, компания имеет все стимулы к реализации.

ОАО «Сургутнефтегаз» отличается стабильная динамика роста, основанная на высоких темпах роста производства и постоянном наращивании сырьевого потенциала. Гибкая долгосрочная стратегия развития компании основана на многолетнем опыте и использовании новейших технологий. Для обеспечения устойчивого развития и безопасности окружающей среды ОАО «Сургутнефтегаз» делает ставку на внедрение природо- и ресурсосберегающих малоотходных технологий, позволяющих осуществлять процессы добычи, переработки нефти и сбыта нефтепродуктов по международным стандартам экологической безопасности.

Экономическое положение компании устойчивое, что позволяет проводить технологическую политику, направленную на увеличение производственных мощностей, обновление фондов, снижение затрат на добычу и переработку нефти.

4.3 Экономическая эффективность

Утилизация попутного нефтяного газа определена в качестве относительно нового направления развития нефтедобывающей промышленности.

Под утилизированным попутным нефтяным газом понимается объем добытого ПНГ за минусом технологических потерь газа при его очистке, осушке и транспортировке и объема газа, направленного на факел сгорания и (или) свечу рассеивания.

Затраты на утилизацию ПНГ складываются из затрат на осушку, очистку, на транспортировку ПНГ на собственные объекты утилизации или внешнему потребителю; на амортизационные отчисления основных средств, предназначенные для утилизации ПНГ; на оплату труда рабочих, занятых в утилизации и (или) обслуживании основных средств; на вспомогательные материалы, топливо и ГСМ, необходимые в процессе утилизации ПНГ и обслуживания основных средств; из прочих затрат.

4.3.1 Оценка абсолютной эффективности исследования

В основе проектного подхода к инвестиционной деятельности предприятия лежит принцип денежных потоков (cash flow). Особенностью является его прогнозный и долгосрочный характер, поэтому в применяемом подходе к анализу учитываются фактор времени и фактор риска. Для оценки общей экономической эффективности инноваций согласно «Методическим рекомендациям по оценке эффективности инвестиционных проектов...»[24] в качестве основных показателей рекомендуются:

- чистый доход;
- чистый дисконтированный доход;
- внутренняя норма доходности;
- потребность в дополнительном финансировании;

- срок окупаемости;
- индексы доходности затрат и инвестиций и другое.

Чистым доходом (другие названия – ЧД, Net Value, NV) называется накопленный эффект (сальдо денежного потока) за расчетный период, где суммирование распространяется на все шаги расчетного периода. Важно четко различать окончательную эффективность проекта и затраты предприятия до даты, когда проект начнет приносить прибыль.

Другим важнейшим показателем эффективности проекта является чистый дисконтированный доход (другие названия - ЧДД, интегральный эффект, Net Present Value, NPV) - накопленный дисконтированный эффект за расчетный период.

NPV (Net Present Value) – оценка основывается на том, что все будущие предположительные доходы фирмы будут просуммированы и приведены к нынешней стоимости этих доходов. Одна и та же денежная сумма сегодня и завтра отличается на ставку дисконта (i). Это связано с тем, что в период времени $t=0$ имеющиеся у нас деньги имеют определённую ценность. В то время как в период времени $t=1$ на данные денежные средства будет распространена инфляция, будут иметься всевозможные риски и негативные влияния. Все это делает будущие деньги «дешевле», чем нынешние.

Средний срок проекта по добыче нефти может составлять около 30 лет с последующим длительным прекращением добычи, растянутым иногда на десятилетия, что связано с уровнем цен на нефть и с окупаемостью операционных затрат. Причём пика добыча нефти достигает в первые пять лет добычи, а потом, в виду естественного падения добычи, постепенно затухает.

В первые годы компания проводит крупные начальные инвестиции. Но сама добыча начинается только через несколько лет после начала капитальных вложений. Каждая компания стремится минимизировать инвестиционный лаг, чтобы как можно скорее выйти на окупаемость проекта. Типичный график доходности проекта предоставлен на рисунке 6.

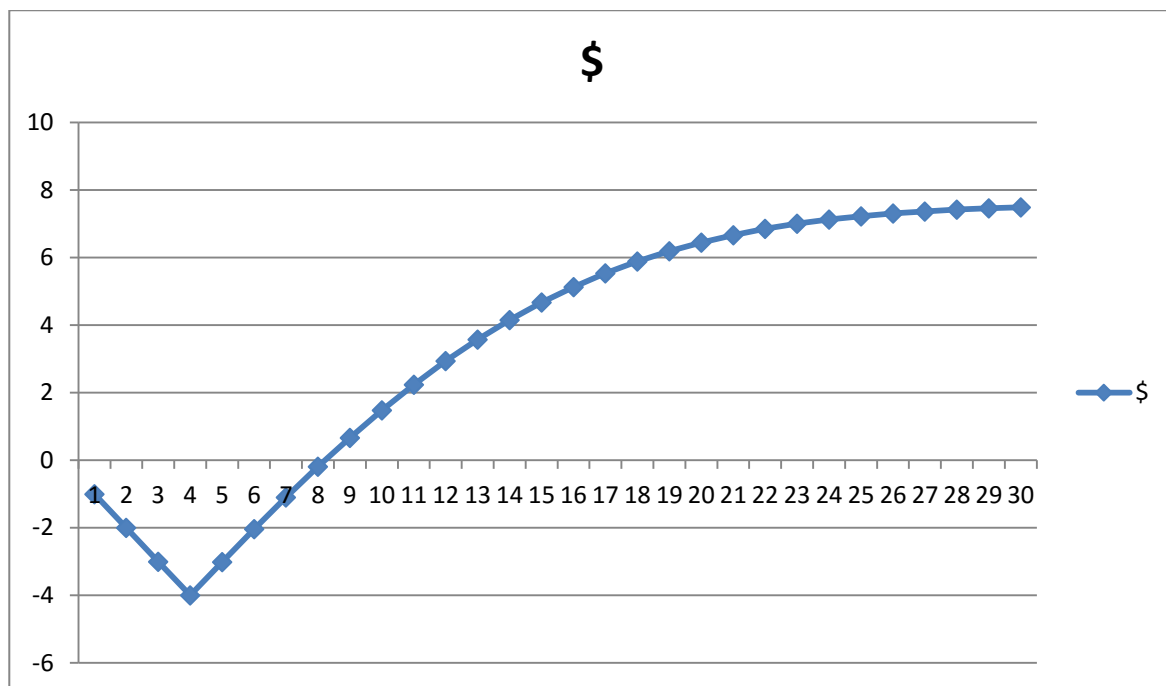


Рис. 6 - схема NPV для типичного проекта нефтедобычи

На данном рисунке изображено NPV проекта. Максимально отрицательное значение – это показатель MCO (maximum cash outlay), является отображением того, насколько больших инвестиций требует проект. Пересечение графика линии накопленных денежных потоков с осью времени в годах – это точка времени окупаемости проекта. Скорость накопления NPV имеет убывающий характер, в связи как со снижающимся темпом добычи, так и со ставкой дисконта времени.

Помимо капитальных вложений, ежегодно добыча требует операционных затрат. Увеличение операционных затрат, коими могут являться ежегодные технические затраты, связанные с экологическими рисками, уменьшают NPV проекта и увеличивают срок окупаемости проекта.

1. Таким образом, дополнительные траты на учёт, сбор и утилизацию попутного нефтяного газа могут быть оправданы с точки зрения проекта, только если данные расходы будут увеличивать NPV проекта. В ином случае будет происходить уменьшение привлекательности проекта и, как следствие, либо уменьшение количество реализуемых проектов, либо скорректированы объёмы добычи. Проект по утилизации сам по себе является прибыльными (с

учётом всех экономических и институциональных факторов), и компании не будут нуждаться в дополнительном стимулировании к реализации.

2. Проект по утилизации имеет отрицательный ЧДД, при этом кумулятивный ЧДД от всего проекта по нефтедобыче является положительным. Именно на эту группу могут быть сконцентрированы все меры по стимулированию. Общий принцип будет заключаться в том, чтобы создать условия (льготами и штрафами), при которых компании будет выгодно проводить проекты по утилизации, а не платить штрафы. Причём чтобы суммарные затраты на проект не превышали совокупный NPV.

3. Проекты по утилизации имеют отрицательный NPV, при этом в случае их реализации общий проект нефтедобычи данного месторождения так же становится убыточным. В таком случае меры по стимулированию либо не будут приводить к уменьшению выбросов (компания будут платить штрафы вплоть до их кумулятивной стоимости, равной ЧДД проекта), либо месторождение будет консервироваться, а лицензия сдаваться.

4.3.2 Оценка сравнительной эффективности исследования

Оценку сравнительной эффективности исследования не проводим, так как произведенный ранее анализ месторождений ХМАО, позволил определить наиболее эффективные технологии полезного использования ПНГ для конкретного региона нефтедобычи [24].

Таблица 6 - Критерии выбора способов полезного использования попутного нефтяного газа в ХМАО [18].

Среднегодовой объем добычи ПНГ в регионе	Расстояние до КС, ГПЗ	Расстояние энергосистем региона	Расстояние до потребителей ПНГ	Рекомендуемые технологии
До 10 млн. куб.м.	До 40 км	До 40 км	Не имеет значения	Совместный транспорт нефти и газа до КС, ВИНК
	Свыше 40 км	Свыше 40 км	Не имеет значения	Использование ПНГ на собственные нужды месторождения: подогрев нефти, выработка электроэнергии, теплоэнергии, обеспечение газопривода насосов.
10-50 млн. куб.м.	Свыше 40 км	До 40 км	Свыше 40 км	Строительство газопровода, компрессорный транспорт газа, использование на собственные нужды без выработки электроэнергии
	Свыше 40 км	Свыше 40 км	Свыше 40 км	Выработка электроэнергии, использование на собственные нужды
50-100 млн. куб.м.	До 40 км	До 40 км	До 40 км	Первичная переработка сухого газа(в населенный пункт, ШФЛУ, сброс в нефтяной коллектор), использование для собственных нужд.
	До 50 км	До 50 км	-	Строительство газопровода, безкомпрессорный транспорт газа I ступени, первичная переработка газа, транспорт газа II и III ступеней, сброс ШФЛУ в нефтяной коллектор, использование на собственные нужды.
	До 50 км	До 50 км	-	Компрессорный транспорт газа
	Свыше 50 км	Свыше 50 км	До 50 км	Выработка электроэнергии, первичная переработка ПНГ, транспорт сухого газа в систему «Газпром», населенный пункт, выработка автопропана, закачка газа в пласт с целью повышения нефтеотдачи, химическая переработка газа.
	Свыше 75	Свыше 75 км	Свыше 75 км	Многофункциональное использование газа на собственные нужды.

4.3.3. Экономическая оценка эффективности инвестиций в проекте утилизации ПНГ

Расчетные показатели, принятые в экономическом анализе:

- стоимость пуско-наладочных работ принята в размере 15% от первоначальной стоимости оборудования;
- текущий ремонт оборудования предусмотрен ежегодно, выделение средств производится в размере 5% от первоначальной стоимости оборудования ежегодно;
- капитальный ремонт производится 1 раз в 5 лет, выделяемые средства составляют 30% от стоимости оборудования;
- технологические потери при добыче и подготовке газа приняты в размере 2,2%;
- расход электроэнергии в ходе работы оборудования для подготовки попутного газа рассчитывается исходя из удельных величин расхода электроэнергии, принятых в размере 2 кВт/1 куб. м. газа;
- количество обслуживающего персонала, задействованного в руководстве, выполнении и контроле процессов по утилизации ПНГ принято в размере 7 сотрудников, ФОТ составляет \$14 тыс. ежемесячно;
- количество фактической загрузки газа рассчитывается исходя из значений параметров максимальной годовой загрузки оборудования, объемов добычи ПНГ за вычетом технологических потерь.

Если годовой размер добычи попутного газа превышает возможный объем потребления газ утилизирующим оборудованием в соответствии с максимальной возможностью загрузки оборудования (образуется избыток ПНГ), в соответствии с исследованными коммерческими предложениями, то процент утилизации попутного нефтяного газа снижается на соответствующую величину, что снижает уровень приоритетности внедрения данного способа.

Налоговые ставки приняты в соответствии с действующим НК РФ.

При расчете технико-экономических показателей принято 3 ставки

рефинансирования: 8,5% (принятая с 2012 г. по н.в.), 10% и 15%. В соответствии с этим рассчитываются основные показатели для данных трех значений.

Технико-экономический анализ проектов утилизации ПНГ представляет собой необходимый элемент проведения анализа и позволяет получить ряд показателей, которыми характеризуется проект при заданных условиях.

Основаниями для расчетов послужили исходные характеристики месторождений, стоимостные характеристики оборудования и применяемых технологий в соответствии с необходимыми проектными мощностями и объемами утилизации ПНГ, полученные в открытых источниках, содержащих коммерческие предложения соответствующего оборудования и услуг.

Выполнение расчетов производилось с учетом широкого спектра затрат, возникающих в процессе извлечения ПНГ и затрат, требуемых для его утилизации. В том числе были учтены и те выбросы которые могут быть зафиксированы при различных способах утилизации ПНГ. Результирующие показатели ЧДД по выбранному варианту утилизации представлены в таблице 6.

Стоимость 1 кВт электроэнергии определялась на основании данных Федеральной службы государственной статистики, исходя их стоимости электроэнергии, отпущенной непромышленным потребителям. Годовая наработка электростанции составляет 8000 часов, коэффициент используемой мощности составляет 0,8% от максимально возможного.

Базой сравнения для стандартного ТЭО экономических показателей Рогожниковского месторождения принимаем вариант, основными характеристиками которого являются:

- наличие оборудования по учету газа (во избежание применения 250-кратного увеличивающего коэффициента, в соответствии с Нормативами платы за выбросы, утвержденными Постановлением № 344 от 12 июня 2003 года);
- сжигание извлеченного попутного нефтяного газа на факельных установках;
- уплата штрафов за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, в

соответствии с нормативами платы за выбросы, а также в соответствии с особенностями исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ 1148 от 8 ноября 2012 года [25], а также с методикой расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании попутного нефтяного газа на факельных установках.

Таблица 7 - Технико-экономический анализ проекта утилизации ПНГ методом выработки электроэнергии на газотурбинной электростанции

Производство электроэнергии (ГТЭС) в зависимости от расхода газа, производительности и стоимости установок	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	Итого
Добыча ПНГ, за вычетом тех. потерь. тыс. куб. м.	0,00	0,00	293	625	821	880	899	919	997	880	723	7041
Стоимость ГТЭС в соответствии	2333,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2333,3
Стоимость пуско-	372,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	372,00
Расход газа установки, макс.	4800	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4800
Остаток/ недо-загрузк газа, тыс. куб. м.	4800	4800	4506	4174	3978	3919	3900	3880	3802	3919	4076	45758
Производительность. МВт	0,00	0,00	977	2084	2735	2931	2996	3061	3321	2931	2409	23448
Фактическая загрузка установки. тыс.куб.м. год	0,00	0,00	293	625	821	880	899	919	997	880	723	7041
Стоимость реализации энергии тыс.\$	0,00	0,00	104	223	293	314	321	328	356	314	258	2519

Оборудова- ние по учету газа, тыс.\$	16,67	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16,67
Сероочистка, тыс.\$	0,00		-	-	-	-	-	-	-		-	0,00
Осушка. тыс.\$	0,00	-	-	-	-		-	-	-	-		0,00
Сепаратор, тыс.\$	50,00	-	-		-	-	-	-	-	-	-	50,00
ДНС, тыс.Э,	80,00	-	-		-	-	-	-	-	-	-	80,00
Амортизация оборудования (1 0%), тыс.\$	248	248	248	248	248	24	248	248	248	248	248	2728
Энергозатра- ты, из расчета 0,007 МВт*ч/1 куб.м.. тыс.\$	0,00	0,00	0,15	0,31	0,41	0,44	0,45	0,46	0,50	0,44	0,36	3,54
Текущий ре- монт обору- дования (5% ст-ти обору- дования, еже- годно). тыс.\$	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	1364
Капитальный ремонт обо- рудования и его модерни- зация(30% ст- ти оборудо- вания, 1 р;п в 5 лет), тыс.X		-	-	-	372	-	-	-	-	372	-	744
ФОТ (7 со- трудников), тыс.\$	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00	14,0	14,00	14,00	14,00	14,0	154,00
Прибыль ча вычетом за- трат, тыс.З	3238	386	281	162,	464	-71,5	-64,5	-57,5	-29,6	443.5	127	5326,3
Налог на при- быль, 20%. тыс.\$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Налог на до- бавленную стоимость, 18%, тыс.\$	0,00	0,00	18,89	40,31	52,90	56,68	57,9	59,20	64,24	56,68	46,6	453,45
Денежный Поток (ДП), тыс.\$	3238	386,0	300,0	202,6	517,4	128,2	122	116,7	-93,8	500,2	174	5779,8
NPV, 8,5% ,тыс.\$(Ставка рефинансиро-	3238	355,7	254.9	158,6	373.3	-85.2	-75,0	-65,9	-48,8	240.0	-76,9	4972,9

вания с 2012г. -н. в.)												
NPV10%,тыс. \$	3238	350,9	248,0	152,2	353,4	-79,6	-69,1	-59,9	-43,7	212,1	-67,1	4874,3
NPV,15% накопленный, тыс. &	3238	335,6	226,9	133,2	295,8	-63,7	-52,9	-43,9	-30,6	142,2	-43,0	4606,1
NPV, 8,5%. накопленный. тыс.\$ (Ставка рефинансиро- вания с 2012г. -н. в.)	3238	3593	3848	4007	4380	4466	4541	4607	4655	4896	4972	
ТЗМ, 10%, накопленный, тыс.\$	3238	3588	3836	3989	4342	4422	4491	4551	4595	4807	4874	
ТЗМ, 1 5%, накопленный. тыс.\$	3238	3573	3800	3933	4229	4293	4346	4390	4420	4563	4606	-
Срок окупае- мости проек- та, (г=8,5%), лет-	-9,1	-14,1	-22,2	-7,7	-47,3	-54,4	-62,8	-87,2	- 11	-54,6	9,00	
Срок окупае- мости проек- та, (г=10%), лет	-9,23	-14,4	-23,2	-8,29	-50,5	-58,9	-68,9	-96,9	-13,6	-62,6	9	-
Срок окупае- мости проек- та, (г~ 1 5%), лет-	-9,65	-15,7	-26,5	-10,3	-62,3	-76,0	-93,0	136,0	-23,0	-97,0	9	
Индекс при- быльности, г=8,5%			-			-	-	-	-	-	-	-0,57
Индекс _прибыльно- сти, 1-10%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-0,59
Индекс при- быльности, г=15%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-0,62
Процент ути- лизации ПНГ, за искл. тех. потерь %	-	-	100	100	100	100	100	100	100	100	100	99
Процент за- грузки оборудо- вания, %	-	-	6,11	13,04	17,12	18,34	18,75	19,15	20,78	18,34	15,08	16,30

Вывод:

Выработка электроэнергии на собственные нужды является целесообразной, особенно, при высокой степени волатильности внешней среды – при высоком показателе риска. Таким образом, будет достигнута более высокая степень автономности функционирования производства.

4.3.4. Расчет экономического эффекта, полученный от внедрения предложений по совершенствованию технологической схемы утилизации ПНГ

Установка компримирования и подготовки газа (УКПГ) предназначена для подготовки газа низкого давления II-ой ступени сепарации, поступающего с ЦПС Рогожниковского месторождения, с целью его утилизации при дальнейшем использовании в качестве топлива на ГТЭС.

Продукцией УКПГ является газ, подготовленный к транспорту в соответствии с требованиями Заказчика по температуре точки росы по влаге, стабильный углеводородный конденсат и дистиллят.

Все три продукта можно использовать для собственных нужд нефтяных месторождений:

- топливо для котельных;
- топливо газотурбинных двигателей ГТЭС;
- производство ШФЛУ.

Углеводородный конденсат, образующийся при подготовке газа, стабилизируется на УКПГ и подается на ЦПС, как компонент товарной нефти или на узел налива в автоцистерны.

В 2015 году рост объемов газа Рогожниковской группы месторождений достиг 251,638 млн.м³/год при объемах потребления газа ГТЭС-1 и ГТЭС-2 Рогожниковского месторождения 212,896 млн.м³/год.

Фактические объемы поставки газа с УКПГ на ГТЭС Рогожниковского месторождения составили:

- объемы поставки подготовленного газа - 27,879 млн.м³/год;
- объемы поставки дистиллята (в газовой фазе) – 5,346 млн.м³/год.

В 2015 году рост объемов газа Рогожниковской группы месторождений достиг 251,638 млн.м3/год при объемах потребления газа ГТЭС-1 и ГТЭС-2 Рогожниковского месторождения 212,896 млн.м3/год.

Фактические объемы поставки газа с УКПГ на ГТЭС Рогожниковского месторождения составили:

- объемы поставки подготовленного газа - 27,879 млн.м3/год;
- объемы поставки дистиллята (в газовой фазе) – 5,346 млн.м3/год.

При этом утилизация газа на Рогожниковском месторождении в 2015 году составила 95,17%. Данный показатель уровня утилизации газа на месторождении был получен благодаря внедрению ниже описанных предложений:

- Предложение 1 технологическое решение - увеличение ДНП нефтяной фракции до 90 кПа.
- Предложение 2 технологическое решение - сокращение объемов дистиллята, сжигаемого на факеле ГТЭС.
- Предложение 3 технологическое решение – прокладка байпасного трубопровода.

Данные о фактической производительности продукции УКПГ до и после внедрения новой технологической схемы представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Фактическая производительность продукции УКПГ до и после реконструкции

№ п/п	Наименование готовой продукции	Ед. изм.	Производительность		+/-
			До внедрения	После внедрения	
1.	Попутный нефтяной газ	ст.м3/час млн.ст.м3/год	3757 31,5	3200 26,88	- 557 -4,62
2.	Конденсат углеводородный стабильный	тонн/час тонн/год	1,25 10 500	-- --	
3.	Нефтяная фракция с давлением насыщенных паров 90 кПа	тонн/час тонн/год	-- --	1,7 15 120	0,45 4620
4.	Дистиллят в газовой фазе	ст.м3/час млн.ст.м3/год	2162 18,166	291,6 2,45	-1870 -15,716
	Дистиллят в жидкой фазе	ст.м3/час	8,9	1,2	-7,7

Данные о значениях расхода дистиллята на ГТЭС-1 до и после

реконструкции представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Фактический расход дистиллята

№ п/п	Наименование готовой продукции	Ед. изм.	Расход		+/-	%
			До внедрения	После внедрения		
1.	Дистиллят в жидкой фазе на ГТЭС-1	ст.м3/час ст.м3/год	1,2 10180	0,3 2520	- 0,9 - 7660	75
Расчетные значения объема сожженного дистиллята при атмосферном давлении						
2.	Испаренный дистиллят, сожженный на факеле ГТЭС-1	ст.м3/час ст.тыс.м3 /год	291,6 2449	72,9 612	- 218,7 - 1837	75
Фактические значения объема сожженного дистиллята при давлении 0,4 МПа						
2.1.	Испаренный дистиллят, сожженный на факеле ГТЭС-1	ст.м3/час ст.тыс.м3 /год	1166 9796	291,6 2448	- 874,4 - 7348	75

4.3.5 Экономический эффект от увеличения выработки нефтяной фракции

Экономический эффект от увеличения выработки нефтяной фракции представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Расчет экономического эффекта от увеличения выработки нефтяной фракции

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Базовый вариант (до использ ования предлож е-ния)	Сравнивае мый вариант (после использова ния предложен ия)	Примеч. (источник расчетных данных и подпись отв. лица)
1	Количество поступающего газа на УКПГ	тыс. м3/сут	103,739	103,739	
2	Выход нефтяной фракции с давлением насыщенных паров (ДНП) 66,6 кПа	т	484,34	-	с 01.01. по 16.01.2016

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Базовый вариант (до использ о-вания предлож е-ния)	Сравнивае мый вариант (после использова ния предложен ия)	Примеч. (источник расчетных данных и подпись отв. лица)
3	Среднесуточная поставка нефтяной фракции с ДНП 66,6 кПа	т	30,27	-	Основные производственно -экономические показатели за 2015 год
4	Выход нефтяной фракции с начала года, всего	т	-	12021,260	Основные производственно -экономические показатели за 2015 год
5	Выход нефтяной фракции с ДНП 90 кПа с начала года	т	-	11536,92	
6	Среднесуточная поставка нефтяной фракции с ДНП 90 кПа	т	-	37,82	
7	Суточное увеличение поставки нефтяной фракции с ДНП 90 кПа	т	-	7,55	Основные производственно -экономические показатели за 2015 год
		м3	-	11,46	
8	Дополнительная поставка нефтяной фракции	м3	-	3 495,30	
9	Цена нефтяной фракции	руб/м3	-	21 836,40	Калькуляция по добыче нефти и газа за 2015г. Себестоимость товарной про- дукции за 2014г.
10	Затраты на внедрение	руб	0	0	
11	Условный доход от изменения	руб	0	76 324 769	Основные производственно -экономические показатели за 2015 год

4.3.6 Экономический эффект предложенных технологических решений

Экономическая эффективность от внедрения предложений 2 и 3 рассчитана как не реализованный годовой объем дистиллята, подаваемый на ГТЭС Рогожниковского месторождения при выработке нефтяной фракции с

ДНП 90 кПа.

Годовой фактический объем испаренного дистиллята равен 9,796 млн. м3. В таблице 10 приведены материалы и их условная стоимость, необходимые для реализации предложений.

Трудоемкость определяется исходя из действующих норм времени на монтаж трубопровода и оборудования. Нормы трудоемкости установлены в человеко-часах и рассчитаны на полный объем монтажа для каждого вида оборудования.

В таблице 11 рассчитана стоимость платы за сжигание испаренного дистиллята на факеле ГТЭС за год с учетом внедрения предложений.

Таблица 11 – Расчет стоимости материалов на реконструкцию

№ п/п	Наименование оборудования	Ед. изм.	Кол-во	Цена, руб. за ед.	Сумма, руб.
1	Труба 57х6 сталь 20КТ	м	50	166	8 300
2	Клапан-регулятор давления Ду50 Ру40 сталь 09Г2С	шт	1	70 133	70 133
3	Кольцо-заглушка Ду50 Ру40 сталь 09Г2С	шт	3	720	2 160
4	Фланец Ду50 Ру40 сталь 09Г2С	шт	12	376	4 512
5	Кран шаровой Ду50 Ру40 сталь 09Г2С	шт	3	2 294	6 882
6	Тройник равнопроходной 57х6 сталь 09Г2С	шт	3	510	1 530
7	Тройник 114х6-57х6 сталь 09Г2С	шт	1	915	915
8	Отвод 90 57х6 сталь 09Г2С	шт	5	86	430
9	Переход 57х5-45х5-09Г2С	шт	2	115	230
ИТОГО					95 092

Таблица 12 – Расчет стоимости проведения монтажных работ

Профессия	Разряд	Кол-во человек	Участие в монтаже (час)	ФЗП (руб/час)
Электрогазосварщик	6	2	24	345,43
Слесарь	4	2	24	258,73
Машина-Кран «Логлифт»	-	1	12	951,6
ИТОГО				25 918,72

Итого: Затраты на материалы и монтаж составляют:

95 092 руб. + 25 918,72 руб. = 121 010,72руб.

Таблица 13 – Расчет платы за сжигание испаренного дистиллята на факеле ГТЭС за год

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Сравниваемый вариант (после использования предложения)	Примеч. (источник расч. данных и подпись отв. лица)
1	Сумма платы за сжигание испаренного дистиллята на факеле ГТЭС за год с учетом внедрения Предложения 1 при общем уровне утилизации газа на месторождении более 95%.	Руб.	232 176	Калькуляция по добыче нефти и газа за 2015г. Себестоимость товарной продукции за 2014г.
2	Сумма платы за сжигание испаренного дистиллята на факеле ГТЭС за год с учетом внедрения Предложения 1 при общем уровне утилизации газа на месторождении более 95%.	Руб.	69 652 833	
3	Затраты на внедрение	Руб.	121 010,72	таблица 13, 14
4	ИТОГО ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ с учетом всех Предложений при общем уровне утилизации газа на месторождении более 95%.	Руб.	76 435 934,39	Основные производственно-экономические показатели за 2015 год
5	ИТОГО ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ при общем уровне утилизации газа на месторождении менее 95%.	Руб.	145 856 591	

ВЫВОД:

В результате внедрения предложений ОАО «Сургутнефтегаз» экономит денежные средства по оплате штрафов за сжигание газа в размере 232 176 рублей при уровне утилизации газа на месторождении более 95% и 69 652 833 рублей при уровне утилизации газа на месторождении менее 95%.

Суммарный экономический эффект от внедрения всех предложений составляет 76 435 934 рубля при уровне утилизации газа на месторождении более 95% и 145 856 591 рубль при уровне утилизации газа на месторождении менее 95%.