

ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО БЮДЖЕТНОГО  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО УЧРЕЖДЕНИЯ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО  
ОБРАЗОВАНИЯ  
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ «МЭИ»  
В Г. СМОЛЕНСКЕ

На правах рукописи

**Мозгова Анна Станиславовна**

**ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ МЕХАНИЗМ  
ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ  
НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ НА ОСНОВЕ  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО АУДИТА**

**Специальность:**

08.00.05 - Экономика и управление народным хозяйством  
(экономика, организация и управление  
предприятиями, отраслями, комплексами -  
промышленность)

**Диссертация**

**на соискание ученой степени  
кандидата экономических наук**

**Научный руководитель:**

Тюкаев Дмитрий Алексеевич, кандидат экономических наук, доцент,  
филиал ФГБОУ ВПО «Национальный исследовательский университет «МЭИ»  
в г. Смоленске, доцент кафедры менеджмента и информационных  
технологий в экономике

**Научный консультант:**

Равичев Леонид Владимирович, доктор технических наук, профессор,  
ФГБОУ ВПО «Российского химико-технологического университета им. Д.И.  
Менделеева», профессор кафедры управления технологическими инновациями

**Смоленск – 2014**

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1 Современные подходы к повышению экономической эффективности предприятий нефтегазового комплекса на основе энергосбережения.....	14
1.1 Значение энергосбережения и энергетического аудита в повышении конкурентоспособности и экономической эффективности промышленных предприятий .....	14
1.2 Организационно-экономический анализ современного состояния и тенденций развития нефтегазового комплекса РФ .....	24
1.3 Современные организационно-управленческие и технологические направления повышения энергоэффективности предприятий нефтегазового комплекса .....	34
1.4 Выводы.....	42
2 Модифицированная методика энергетического аудита и организационно-экономический механизм повышения энергоэффективности нефтегазодобывающих предприятий.....	45
2.1 Энергетический аудит как инструмент повышения энергоэффективности предприятий нефтегазового комплекса.....	45
2.2 Модифицированная методика энергетического аудита нефтегазодобывающих предприятий.....	53
2.3 Организационно-экономический механизм повышения энергоэффективности нефтегазодобывающих предприятий на основе модифицированной методики энергетического аудита.....	64
2.4 Методика разработки научно-обоснованной структуры энергетического паспорта предприятий нефтегазодобычи.....	73
2.5 Выводы.....	82
3 Применение организационно-экономического механизма и инструментов повышения энергоэффективности нефтегазодобывающих предприятий.....	88
3.1 Модифицированная методика определения научно обоснованных	

нормативов энергопотребления с использованием результатов энергетического аудита.....	88
3.2 Разработка практических рекомендаций по повышению энергоэффективности нефтегазодобывающих предприятий на Заполярном месторождении по результатам энергоаудита.....	98
3.3 Разработка практических рекомендаций по повышению энергоэффективности нефтегазодобывающих предприятий на Ямбургском месторождении по результатам энергоаудита.....	107
3.4 Выводы.....	117
Заключение.....	123
Список литературы.....	125
Список сокращений и условных обозначений.....	138
Глоссарий основных терминов и понятий.....	139
Приложение 1. Результаты анализа энергетической эффективности нефтегазового комплекса РФ.....	144
Приложение 2. Расчет экономического эффекта от реализации проектов по снижению потерь ТЭР.....	145
Приложение 3. Справки об использовании основных результатов диссертации на нефтегазовых предприятиях Заполярного Ямбургского месторождений...	158

## **ВВЕДЕНИЕ**

**Актуальность темы исследования.** Одним из главных факторов эффективного развития российской экономики является повышение энергоэффективности и конкурентоспособности промышленных предприятий. Темпы и условия перехода к устойчивому социально-экономическому развитию страны во многом определяются экономической эффективностью предприятий топливно-энергетического комплекса (ТЭК), осуществляющих добычу и переработку углеводородных ресурсов, включая их использование для производства энергии. К основным предприятиям ТЭК в первую очередь относятся нефтегазодобывающие предприятия, электроэнергетические и теплоэнергетические предприятия, а также предприятия угольной и торфяной промышленности. Нефтегазовый комплекс занимает ведущее место в экономике Российской Федерации, обладающей одними из самых крупных запасов природных топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) – нефти и газа, в мире. Более 23 % запасов природного газа и около 6 % мировых разведанных запасов нефти находится на территории России. Одним из основных показателей, влияющих на экономическую и энергетическую эффективность предприятий нефтегазового комплекса, является их удельная энергоемкость. В настоящее время проблемам энергосбережения, снижения энергоемкости и повышения энергоэффективности отечественной промышленности уделяется много внимания, о чем свидетельствует создание федеральных и региональных нормативных правовых актов в области повышения энергосбережения. К основным федеральным документам в области организации комплексной системы мероприятий по энергосбережению в российской экономике относятся: Указ Президента РФ «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики» от 4 июня 2008 г. № 889; «Энергетическая стратегия России на период до 2030 г.», утвержденная распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. № 1715-р и Федеральный закон «Об энергосбережении и повышении энергетической

эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ» от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ.

Одним из перспективных направлений анализа причин высокой энергоемкости предприятий различных отраслей и сфер деятельности в экономике и разработке научно-обоснованных мероприятий по повышению показателей энергосбережения и энергоэффективности является обязательное проведение энергоаудита, или энергетического обследования, предприятий. Цель энергетического обследования – это определение потенциала энергосбережения, направленное на выявление резервов энергосбережения и разработку рекомендаций по экономии потребляемых ТЭР. Энергетическое обследование предприятия представляет собой взаимосвязанный комплекс технических, организационных, экономических и иных мероприятий, обеспечивающих выявление возможностей снижения потерь ТЭР и разработку направлений по экономически эффективной оптимизации потребления ТЭР на данном предприятии. Рост спроса на услуги в области энергоаудита вызвал рост количества энергоаудиторских компаний и саморегулируемых организаций энергоаудиторов, которые к концу 2010 года объединяли более трех тысяч членов. Однако, как показывает практика проведения энергетических обследований, предложения энергоаудиторов, как правило, носят рекомендательный характер, а дальнейшая реализация энергосберегающих мероприятий зависит от решений руководства предприятия-заказчика. Поэтому часто рекомендации энергоаудиторов не выполняются или выполняются некачественно и не в полном объеме, что не позволяет существенно повысить энергоэффективность предприятия и реализовать основную цель энергоаудита.

Для реализации выявленного в результате энергоаудита потенциала энергосбережения необходимо создать систему мотивации собственников хозяйствующих субъектов к повышению энергетической эффективности и оказывать содействие в развитии организационной, научно-технической и инновационной деятельности в области повышения энергосбережения. При

этом необходимо понимать, что процесс энергосбережения и повышения энергоэффективности предприятий – это затратный наукоемкий процесс, требующий направления значительного объема финансовых, материальных, кадровых и информационных ресурсов для разработки и реализации эффективных методов организации бизнес-процессов, новых энергосберегающих технологий в области производства, передачи и использования энергии. Поэтому без организации правовой поддержки со стороны государства деятельности энергоаудиторских организаций, решение важнейшей проблемы повышения энергоэффективности экономики, включая предприятия нефтегазового комплекса, весьма затруднительно. Однако результативность и эффективность энергетического аудита в значительной мере ограничена из-за отсутствия механизмов реализации, контроля и оценки эффективности рекомендуемых мероприятий по повышению энергосбережения и энергоэффективности, из-за нехватки квалифицированных специалистов, обладающих необходимыми знаниями и опытом в сфере обеспечения энергосбережения и энергоаудита, а также неразвитости инфраструктуры реализации и распространения научно-обоснованных инновационных энергосберегающих мероприятий. Этим во многом обусловлено отсутствие в ряде случаев мероприятий по рациональному использованию ТЭР и неэффективное вложение средств в реализацию энергосберегающих мероприятий.

При разработке механизма и инструментов управления бизнес-процессами по повышению энергоэффективности промышленных предприятий необходимо использовать серии национальных стандартов Российской Федерации по системам энергетического и экологического менеджмента, системам менеджмента качества и менеджмента безопасности пищевой продукции: ГОСТ Р 53905-2010 «Энергосбережение. Термины и определения»; ГОСТ Р ИСО 9001-2008 «Системы менеджмента качества. Требования»; ГОСТ Р ИСО 14001-2004 «Системы экологического менеджмента. Требования и руководство по применению» и ГОСТ Р ИСО/ТУ 22004-2008 «Системы

менеджмента безопасности пищевой продукции. Рекомендации по применению ИСО 22000:2005».

В связи с вышеизложенным актуальной является научная задача разработки организационно-экономического механизма повышения энергетической эффективности предприятий нефтегазового комплекса на основе использования модифицированных процедур энергетического аудита и интеграции интересов всех участников бизнес-процессов повышения энергосбережения, решение которой обеспечивает создание и функционирование инфраструктуры распространения и реализации научно-обоснованных мероприятий в области энергосбережения.

#### **Степень разработанности темы исследования.**

Основные проблемы развития современной энергетики и нефтегазового комплекса рассмотрены в трудах академиков Дмитриевского А.Н. Израэля Ю.А., Канторовича А.Э., Лаверова Н.П., Леонова Ю.Г., Леонтьева Л.И., Макарова А.А., Саркисова П.Д., членов-корреспондентов РАН, профессоров Гизазуллина Х.Н., Гринберга Р.С., Данилова-Данильяна В.И., Кузыка Б.Н., Мешалкина В.П., а также известных зарубежных ученых: Бергмана И., Капустенко П.А., Клемеша Й., Смита Р., Товажнянского Л.Л. и др.

Методы и инструменты повышения энергетической эффективности промышленных предприятий и предприятий ТЭК изложены в работах отечественных ученых: академиков Алдошина С.М., Фаворского О.Н. и Фортова Б.Е.; профессоров Абуева И.М., Азар С., Андрижиевского А.А., Баринова В.А., Басова Т.Ф., Брагинского О.Е. Волкова Э.П., Дамбиева Ц.Ц., Злобина А.А., Ларина А.Н., Матковского П.Е., Можяевой С.В., Мошина А.Ю., Рогалева Н.Д., Уринсона Я.М. и др. Особый интерес представляют научные исследования члена-корреспондента РАН, профессора В.П. Мешалкина, выполненные совместно с профессорами Л.Л. Товажнянским и П.А. Капустенко при участии доцентов Гурьевой Л.В., Буровцова В.М. и Л.М. Ульева по созданию термо-энергетических и эвристическо-вычислительных методов автоматизированного синтеза (разработки структуры)

оптимальных энергоэффективных теплообменных систем, которые практически применены для решения задач проектирования и реконструкции промышленных нефтеперерабатывающих установок, обеспечивая получение реального экономического эффекта.

Методология проведения энергетических обследований рассмотрена в научных трудах российских ученых: Будагина О.Н., Вакулко А.Г., Ларина Е.А., Литвака В.В., Михайлова С.А., Потапова А.И., Троицкого-Маркова Т.Е. и др.

Различные аспекты управления энергетической эффективностью промышленных предприятий на основе энергетических обследований, рассмотрены в докторских диссертациях Байнева В.Ф., Богачковой Л.Ю., Кузьменко В.В., Михайлова С.А., в кандидатских диссертациях Аверина Т.Н., Ахмадиева Р.Я., Веселова В.А., Кролина А.А., Пыхтина Р.В., Прудникова С.А., Фёдорова Д.Ю. и др., которые выполнены с 2004 г. в РХТУ имени Д.И. Менделеева, Кубанском государственном университете, НИУ «МЭИ».

Анализ работ отечественных и зарубежных ученых по организации и управлению энергосбережением, по повышению энергоэффективности предприятий на основе результатов энергоаудита показал, что используемые в настоящее время механизмы и инструменты управления энергоаудитом в неполной мере учитывают возможности экономической интеграции участников бизнес-процесса энергосбережения в области распространения и реализации энергосберегающих мероприятий, что в ряде случаев не позволяет реализовывать научно-обоснованные рекомендации по повышению энергосбережения, выработанные по результатам энергоаудита и снижает показатели энергетической эффективности промышленных предприятий, как одного из важных условий обеспечения их конкурентоспособности.

В связи с вышеизложенным, решаемая в настоящей диссертационной работе научная задача разработки организационно-экономического механизма повышения энергоэффективности нефтегазовых предприятий на основе модифицированной процедуры энергоаудита имеет существенное значение для развития теоретических основ управления энергосбережением в

промышленности.

**Цель диссертационного исследования.** Разработать организационно-экономический механизм и инструменты повышения энергоэффективности нефтегазовых предприятий на основе энергетического аудита и процедур научно-обоснованного выбора и реализации энергосберегающих мероприятий с учетом интересов органов государственной власти, предприятий ТЭК и различных организаций инновационной инфраструктуры, которые позволяют повысить экономическую эффективность и конкурентоспособность предприятий нефтегазового комплекса.

Применить предложенные организационно-экономические механизм и инструменты для разработки научно-обоснованных рекомендаций по повышению энергоэффективности нефтегазодобывающих предприятий на Заполярном и Ямбургском нефтегазовых месторождениях.

Для достижения поставленной цели диссертационной работы необходимо решить следующие взаимосвязанные **задачи**:

1. Обоснование значения энергосбережения в повышении экономической эффективности и конкурентоспособности промышленных предприятий.
2. Организационно-экономический анализ современного состояния и основных тенденций развития нефтегазового комплекса России.
3. Анализ современных подходов к повышению энергоэффективности нефтегазодобывающих предприятий.
4. Анализ существующего практического опыта проведения энергетического аудита и выявление приоритетных направлений повышения энергоэффективности нефтегазодобывающих предприятий.
5. Разработать организационно-экономический механизм повышения энергоэффективности нефтегазодобывающих предприятий на основе энергетического аудита и экономической интеграции участников бизнес-процессов энергосбережения.
6. Предложить модифицированную методику энергетических обследований и научно обоснованную структуру энергетического паспорта

нефтегазодобывающего предприятия.

7. Предложить модифицированную методику определения научно обоснованных нормативов энергопотребления на основе результатов энергетического аудита.

8. Разработать практические рекомендации по применению предложенного организационно-экономического механизма повышения энергоэффективности предприятий нефтегазовой отрасли на основе процедур энергоаудита для повышения энергоэффективности нефтегазодобывающих предприятий на Заполярном и Ямбургском нефтегазовых месторождениях.

**Научная новизна работы** определяется совокупностью наиболее существенных следующих научных результатов, полученных лично соискателем:

1. На основе результатов анализа значения энергоаудита в повышении энергоэффективности предприятий ТЭК обоснована целесообразность создания инфраструктуры распространения и реализации рекомендаций в области энергосбережения и повышения энергоэффективности, полученных в результате энергетического аудита и энергетической диагностики, что позволило определить предпосылки к разработке организационно-экономического механизма повышения энергоэффективности нефтегазовых предприятий на основе использования модифицированных процедур проведения энергоаудита, отличающегося созданием заинтересованности и вовлечением в бизнес-процессы энергосбережения государственных структур, промышленных и энергетических предприятий, научных и образовательных учреждений и субъектов инновационной деятельности.

2. Предложена модифицированная методика проведения энергетического аудита нефтегазовых предприятий, отличающаяся повышением точности результатов энергоаудита на основе специально созданной инновационной инфраструктуры энергосбережения, включающей в качестве основного элемента многопрофильную мобильную энергосервисную группу (МЭГ) и осуществлением не только полного комплекса работ по энергетическому

обследованию и диагностике всех объектов предприятия, но и мероприятий по реализации выработанных в результате энергоаудита рекомендаций по экономии ТЭР и повышению энергоэффективности нефтегазовых предприятий.

3. Разработана научно-обоснованная структура энергетического паспорта нефтегазового предприятия, отличающаяся гибкостью и учетом интересов предприятий – заказчиков энергоаудита, а также отражающая результаты работы мобильной энергосервисной группы, что позволяет обеспечить корректность содержания и повысить информативность энергетического паспорта, в котором будут отражены данные о показателях энергоэффективности и потенциале энергосбережения по всем видам деятельности предприятия нефтегазового комплекса.

4. Предложена модифицированная методика определения научно-обоснованных нормативов энергопотребления с использованием результатов энергетического обследования, характеризующаяся системным подходом к определению нормативов как каждого из отдельных элементов (участков) обследуемых объектов, так и объектов в целом, что позволяет разрабатывать группе энергоаудита рекомендации по повышению энергосбережения.

**Теоретическая значимость работы** определяется созданием: организационно-экономического механизма повышения энергоэффективности нефтегазовых предприятий; модифицированной процедуры проведения энергетического аудита, а также модифицированной научно-обоснованной структуры энергетического паспорта нефтегазодобывающего предприятия, которые вносят вклад в развитие теоретических основ повышения энергетической эффективности предприятий ТЭК.

#### **Практическая значимость результатов исследования.**

1. Предложенные организационно-экономические механизмы и инструменты управления энергоэффективностью на предприятиях ТЭК могут использоваться для разработки научно-обоснованных мероприятий по повышению экономической эффективности и конкурентоспособности нефтегазовых предприятий.

2. Разработанные методика проведения энергетических обследований и структура энергетического паспорта нефтегазовых предприятий могут практически применяться при организации процедур энергоаудита и энергетической диагностики предприятий.

**Объектом исследования** являются предприятия нефтегазового комплекса.

**Предметом исследования** являются бизнес-процессы и отношения между субъектами управления энергоэффективностью нефтегазовых предприятий на основе процедур энергоаудита и энергетической диагностики.

**Методология и методы исследования,** использованные в диссертационной работе: методы общей теории систем и системного анализа в менеджменте; методы финансово-экономического анализа; методы проведения энергетических обследований; методы управления энергосбережением и энергоэффективностью промышленных предприятий.

**Положения, выносимые на защиту:**

1. Обоснование целесообразности создания инфраструктуры распространения и реализации рекомендаций в области энергосбережения и повышения энергоэффективности, полученных в результате энергетического аудита и энергетической диагностики.

2. Организационно-экономический механизм повышения энергоэффективности нефтегазовых предприятий на основе энергоаудита и экономической интеграции участников бизнес-процессов обеспечения энергосбережения.

3. Модифицированная методика проведения энергоаудита (энергетического обследования) нефтегазовых предприятий.

4. Модифицированная структура энергетического паспорта нефтегазового предприятия.

5. Методика определения научно-обоснованных нормативов энергопотребления на основе результатов энергоаудита.

**Обоснованность** теоретических результатов определяется корректным

применением методов общей теории систем и системного анализа социально-экономических процессов; методов экономики и управления энергосбережением в промышленности.

**Степень достоверности** научных результатов, выводов и рекомендаций, сформулированных в диссертации, подтверждена использованием достоверных исходных статистических и организационно-экономических данных, действующих нормативно-правовых актов, а также практическим применением результатов диссертационного исследования для разработки научно-обоснованных решений по повышению энергоэффективности предприятий нефтегазодобычи на Заполярном и Ямбургском месторождениях.

**Реализация результатов работы:** предложенные в диссертации организационно-экономические инструменты управления бизнес-процессами обеспечения энергосбережения на основе использования научно-обоснованных процедур энергоаудита практически применены для разработки мероприятий по повышению экономической эффективности использования углеводородных ресурсов на предприятиях нефтегазодобычи Заполярного и Ямбургского месторождений.

# **1 СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К ПОВЫШЕНИЮ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА НА ОСНОВЕ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ**

## **1.1 Значение энергосбережения и энергетического аудита в повышении конкурентоспособности и экономической эффективности промышленных предприятий**

Одним из условий обеспечения социально-экономического развития страны является повышение конкурентоспособности продукции различных отраслей, промышленных комплексов и отдельных предприятий. Конкурентоспособность промышленных предприятий в значительной мере определяется энергоемкостью производимой продукции и степенью эффективности использования энергоресурсов. Управление энергосбережением и рациональное энергопользование является основой снижения энергоемкости конечной продукции, фактором повышения ее конкурентоспособности.

Под энергосбережением понимается совокупность организационной, правовой, технической, технологической, экономической, научно-исследовательской, образовательной, социальной деятельности и других мер, направленных на сокращение объема используемых топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) при сохранении соответствующих полезных результатов от их потребления (в т.ч. объема производства готовой продукции, выполнения работ и оказания услуг) [1].

Сокращение объема использования ТЭР и их непроизводительных потерь в различных отраслях промышленности требует применения комплексного и системного подходов к научно обоснованному выбору стратегии, тактики и конкретных мероприятий в области энергосбережения. Необходимость такого подхода к управлению энергосбережением обусловлена также тем, что Россия обладает одними из самых крупных в мире запасами ТЭР и энергетическим потенциалом, которые нуждаются в эффективном распределении [84, 89]. На

территории России находится более 23% запасов природного газа и около 6% мировых разведанных запасов нефти. Также в России сосредоточено большое количество возобновляемых ресурсов. Однако использование ТЭР в стране осуществляется нерационально, со значительными потерями их в процессе производства, передачи и потребления, что обуславливает высокую энергоемкость ВВП (примерно в 2,5 раза превышающую среднюю по странам, входящим в организацию экономического сотрудничества и развития, энергоемкости) [92]. Превышение энергоемкости российской экономики над показателями энергоемкости других стран, вызывает следующие экономические и экологические проблемы [62, 75].

1. Снижение конкурентоспособности отечественной промышленности. Высокая доля затрат на оплату электрической и тепловой энергии, а также других видов энергоресурсов определяет высокую себестоимость производимой продукции и низкую конкурентоспособность российских промышленных предприятий.

2. Энергообеспечение страны требует значительных финансовых затрат (высокие затраты на компенсацию потерь энергоресурсов при их производстве и транспортировке ввиду значительного износа основных фондов предприятий топливно-энергетического комплекса; необходимость масштабного производства на изношенном оборудовании), что снижает эффективность экономики в целом. Использование физически и морально устаревших производственных и передаточных мощностей приводит к тому, что резервы энергосбережения в России составляют 45% от уровня энергопотребления [2].

3. Незрелость механизмов и инструментов энергосбережения не способствует стимулированию использования экологически чистых возобновляемых источников энергии, что обуславливает проблему значительного объема выбросов вредных веществ (в т.ч. парниковых газов) в окружающую природную среду [34, 85].

Необходимо отметить, что во многом высокая энергоемкость российской экономики определяется природно-климатическими условиями страны,

характеризующимися низкими среднегодовыми температурами. Это требует значительных затрат ТЭР для надежного и непрерывного энергообеспечения потребителей. Объективной причиной высокой энергоемкости российской экономики является также большая доля энергоемких производств в структуре промышленности (более 60%) и малая доля в структуре ВВП непродуцированной сферы, характеризующейся низкой энергоемкостью [16, 30]. При этом к 2030 году прогнозируется увеличение в структуре промышленного производства отраслей с малой энергоемкостью (машиностроительная, пищевая и легкая промышленность) до 50% и более (в настоящее время доля этих отраслей составляет 33%) [31]. По оценкам аналитиков, в результате таких структурных изменений в экономике наряду с проведением энергосберегающей политики энергоемкость российской экономики к 2030 году существенно снизится, чем будет обусловлено и снижение внутреннего спроса на первичные энергоресурсы [13, 45].

Энергосберегающая политика государства предполагает осуществление комплекса взаимосвязанных организационных и технологических мер по сокращению объемов использования всех видов ТЭР на этапах их добычи (производства), транспортировки и потребления. Целесообразность проведения анализа энергоемкости и энергоэффективности цепей поставок ТЭР в целом обусловлена взаимосвязанностью процессов создания добавленной стоимости производителей, потребителей ТЭР и организаций, осуществляющих их транспортировку [10, 11]. Поэтому можно рассматривать возможности комплексного повышения энергоэффективности производства ТЭР и промышленной продукции, основанного на снижении объемов потребления и затрат на все виды ТЭР в структуре затрат на их производство и передачу в региональных цепях поставок, а также производство и конечное потребление готовой продукции. Однако, попытки внедрения комплексного подхода к управлению энергосбережением в региональных цепях поставок ТЭР и потребления промышленной продукции не всегда дают положительные результаты, что обусловлено рядом причин.

Во-первых, в регионах обычно складываются устойчивые энергосистемы, промышленные кластеры, обуславливающие взаимосвязи по поставкам ТЭР, структуру производства и потребления ТЭР и товаров промышленного производства. В этой связи могут возникать сложности при организации процессов энергосбережения на отдельных предприятиях, выделенных, например, по отраслевому признаку [32].

Во-вторых, система управления энергосбережением на региональном и местном уровнях недостаточно эффективна. Функции надзора в области энергосбережения должны осуществляться не только на уровне федерального управления, но и на уровнях регионального и местного самоуправления [71].

В-третьих, отсутствуют действенные механизмы стимулирования инвестиционной, инновационной и организационной деятельности по энергосбережению. Поэтому руководством большинства промышленных предприятий энергосберегающие мероприятия не рассматриваются как способ существенного повышения экономической эффективности и конкурентоспособности предприятий. Не выработано унифицированных процедур и четких критериев оценки экономической эффективности мероприятий в области энергосбережения. Это ослабляет интерес частных инвесторов к финансированию различных энергосберегающих программ [33].

В-четвертых, недостаточно развита инновационная инфраструктура в сфере энергосбережения. В регионах РФ функционируют инновационные центры, центры коллективного пользования высокотехнологичным оборудованием, центры трансфера технологий, малые инновационные предприятия и другие элементы инновационной инфраструктуры. Однако перечисленные организационные формы практически не взаимодействуют между собой и с другими субъектами процессов энергосбережения по вопросам распространения энергосберегающих инноваций [50, 51].

В пятых, энергоаудит как основной источник информации об энергопотреблении и потенциале экономии ТЭР, не является обязательным для большинства предприятий и организаций, что не способствует

стимулированию процессов энергосбережения и получению достоверных данных об эффективности энерго- и ресурсопользования со стороны промышленных предприятий.

Нерешенность перечисленных проблем снижает роль и значение энергосбережения в повышении экономической эффективности промышленных предприятий. Поэтому, несмотря на большое количество исследований и разработанных организационно-экономических механизмов и инструментов реализации стратегий энергосбережения в промышленности остается актуальной проблема формирования методического инструментария, позволяющего осуществлять комплексное управление энергосбережением на всех этапах процесса энергосбережения: от оценки резервов энергосбережения и разработки предложений по повышению энергоэффективности исследуемых предприятий до практической реализации предложенных мероприятий [56].

Необходимо отметить, что сформулированные выше проблемы, затрудняющие достижение конечной цели реализации политики энергосбережения на федеральном и региональном уровнях – повышения энергетической эффективности всех отраслей промышленности, ЖКХ и непромышленной сферы, были частично учтены при разработке действующей в настоящее время Энергетической стратегии России на период до 2030 года, утвержденной распоряжением Правительства РФ от 13.11.2009 г. № 1715-р [2, 101]. Энергетическая стратегия представляет собой реализуемые на практике направления развития ТЭК, которые должны обеспечить достижение целевых темпов экономического роста страны и регионов, увеличение ВВП и ВРП, снижение их энергоемкости и повышение энергетической эффективности всех отраслей и сфер экономики, а также обеспечение ее энергетической и экологической безопасности. В Энергетической стратегии России обозначены следующие основные направления реализации энергосберегающей политики.

1. Стимулирование потребителей ТЭР к уменьшению объемов их потребления в целях снижения затрат. Это может быть достигнуто путем информационной поддержки: пропаганды энергосбережения и обучения

способам экономии энергоресурсов, т.е. без совершенствования техники и технологий, с минимальными финансовыми затратами. По оценкам экспертов, энергосбережение со стороны потребителей позволит обеспечить реализацию 2-10% от общего потенциала энергосбережения [4].

2. Энергосбережение в зданиях и сооружениях путем улучшения их конструкций для экономии тепловой и электрической энергии, используемой для отопления и освещения.

3. Внедрение инновационных энергосберегающих технологий, материалов и техники в производящих, передающих и потребляющих ТЭР промышленных установках [14]. Для этого необходимо формирование инфраструктуры распространения инноваций, а также систем нормативного, методологического и программного обеспечения энергосбережения [83].

Эффективное стимулирование энергосбережения представляется возможным, если будет обеспечена заинтересованность промышленных предприятий всех отраслей в экономном расходовании энергоресурсов, как способе сокращения расходов. Также необходимо обеспечить заинтересованность инвесторов и организаций, оказывающих услуги в сфере энергосбережения. Это означает, что деятельность по разработке и реализации энергосберегающих мероприятий должна иметь необходимое информационное обеспечение. Существующая система информационного обеспечения энергосбережения включает в себя программы, стандарты, регламенты, методическую документацию и правила, разрабатываемые для управления энергосбережением на различных этапах и стимулирования повышения энергоэффективности в промышленности.

В связи с повышением значимости всестороннего информационного обеспечения принятия решений в области энергосбережения, возникает потребность в получении более полной и точной информации по оценкам объемов энергопотребления и резервов энергосбережения в разрезе отраслей промышленности и отдельных предприятий. Основным источником информации о максимальных потерях ТЭР и соответствующем потенциале

энергосбережения являются результаты энергетических обследований (энергоаудита) [97]. Под энергоаудитом понимается взаимосвязанный комплекс технических, управленческих, организационных, экономических и других мероприятий, включающий сбор и обработку информации об использовании ТЭР в целях получения достоверных данных об объеме используемых ТЭР, показателях энергоэффективности; выявления потенциала энергосбережения и возможностей повышения показателей энергетической эффективности с представлением полученных результатов в энергетическом паспорте [46].

Основными нормативно-методическими документами, регламентирующими процессы энергосбережения и энергоаудита являются:

- Инструкция по составлению статистической отчетности об использовании топлива, тепловой и электрической энергии, а также об образовании и использовании вторичных энергетических ресурсов, утвержденная Госкомстатом РФ 05.09.94 г. № 154;

- «Рекомендации по стандартизации. Энергосбережение. Порядок установления показателей энергопотребления и энергосбережения в документации на продукцию и процессы» Р 50-605-89-94;

- Правила проведения энергетических обследований организаций, утвержденные Минтопэнерго РФ 25.03.98 г.;

- «Энергосбережение. Методика определения полной энергоемкости продукции, работ, услуг» ГОСТ 30583-98;

- «Рекомендации по стандартизации. Энергосбережение. Порядок установления показателей энергопотребления и энергосбережения в документации на продукцию и процессы» Р 50-605-89-94;

- «Энергобаланс промышленного предприятия. Общие положения» ГОСТ 27322-87.

Кроме перечисленных основных нормативно-методических документов существует также ряд стандартов, рекомендаций и правил, в которых рассматриваются специальные вопросы в области, учета потребления энергоресурсов и повышения эффективности использования ТЭР в различных

отраслях промышленности и сферах экономики [80, 91].

Результатом проведения энергоаудита является заполнение энергетического паспорта обследуемого предприятия, под которым понимается документ, содержащий информацию об объемах и структуре производства и потребления ТЭР на предприятии, объемах и структуре их потерь, сведения об эффективности использования ТЭР, а также предлагаемые направления повышения энергоэффективности предприятия. Энергетический паспорт можно рассматривать в качестве инструмента поддержки принятия управленческих решений в области энергосбережения и повышения энергоэффективности предприятий промышленности, коммунального хозяйства и ТЭК [20].

Составление полного энергетического паспорта предприятия возможно только на основе результатов комплексного энергетического обследования всех его участков (в частности по видам деятельности). Однако в настоящее время с организацией и проведением энергоаудита промышленных предприятий связаны некоторые проблемы. Согласно ФЗ РФ от 23.11.2009 г. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ» энергетическое обследование не является обязательным для предприятий за исключением следующих организаций:

- 1) органы государственной власти и местного самоуправления, обладающие правами юридических лиц;
- 2) организации, в уставном капитале которых участвует государство или муниципальное образование;
- 3) организации, в отношении видов деятельности которых осуществляется государственное регулирование цен (тарифов);
- 4) организации, занимающиеся; производством и (или) передачей теплоэнергии, электроэнергии, природного газа, воды; добычей природного газа, нефти, угля; производством нефтепродуктов, переработкой природного газа и нефти; передачей нефти и нефтепродуктов;
- 5) организации, общие годовые затраты которых на потребление

природного газа, дизельного или другого топлива, мазута, теплоэнергии, угля, электроэнергии составляют более 10 млн. рублей;

б) организации, осуществляющие мероприятия в сфере энергосбережения и повышения энергоэффективности, финансируемые полностью или частично из бюджетных средств.

Таким образом, в перечень организаций, которые обязаны проводить энергетические обследования, попадает довольно много предприятий различных отраслей экономики, что можно рассматривать как положительный фактор. Однако, необходимо отметить следующие недостатки существующей практики проведения энергетических обследований.

- Проведение энергоаудита предприятия является дорогостоящей процедурой, на реализацию которой многим предприятиям не хватает финансовых ресурсов. При этом без проведения энергетического обследования предприятия не могут рассчитывать даже на частичное бюджетное финансирование энергосберегающих мероприятий.

- Профессиональную деятельность в области энергетических обследований в настоящее время могут осуществлять только те лица, которые являются членами саморегулируемых организаций в области энергетического обследования (СРО). При этом членство в СРО предполагает внесение значительных вступительных и целевых взносов.

- Существующая практика проведения энергетических обследований энергоаудиторскими фирмами, входящими в СРО, является длительной и затратной для промышленных предприятий;

- Многие рекомендации энергоаудиторов не реализуются на практике по причинам отсутствия у предприятий финансовых, материальных, кадровых ресурсов.

Перечисленные условия, связанные с проведением энергоаудита, негативно воспринимаются руководителями предприятий и в итоге не способствуют энергосбережению и повышению энергоэффективности экономики.

Таким образом, рассмотрев значение энергосбережения и энергоаудита в повышении конкурентоспособности и экономической эффективности промышленных предприятий, можно сделать вывод, что задача повышения энергоэффективности предприятий напрямую связана с задачей сокращения потерь и уменьшения объемов потребления ТЭР, затраты на которые занимают существенную долю в структуре всех затрат промышленных предприятий. Особую актуальность энергосбережение приобретает в условиях роста стоимости топлива и конкуренции. Низкая эффективность потребления энергоресурсов приводит к увеличению издержек производства и себестоимости готовой продукции [102]. В этой связи энергосбережение как фактор повышения энергоэффективности и снижения издержек, должно стать основной задачей промышленных предприятий. Кроме того энергосбережение позволяет промышленным предприятиям внести свой вклад в улучшение состояния окружающей среды. Значительная доля выбросов вредных веществ обусловлена работой энергоисточников, использующих ископаемое топливо, поэтому уменьшение объемов потребления топлива способствует уменьшению выбросов и улучшению состояния окружающей природной среды.

Для стимулирования процессов энергосбережения и гарантированного повышения энергоэффективности промышленных предприятий необходимо создание действенных инструментов и методов не только разработки, но и практической реализации мероприятий в области энергосбережения. Это представляется возможным, если весь процесс – от проведения энергетических обследований и выявления резервов энергосбережения на предприятии до помощи во внедрении нового энерго- и ресурсосберегающего оборудования и материалов будет осуществляться при участии и контроле специально создаваемых для этого структур на федеральном и региональном уровнях управления. Совершенствование существующей практики проведения энергоаудита позволит повысить эффективность использования энергоресурсов в долгосрочной перспективе и обеспечить баланс интересов всех участников цепи поставок ТЭР в регионе.

## **1.2 Организационно-экономический анализ современного состояния и тенденций развития нефтегазового комплекса РФ**

Нефтегазовый комплекс во многом определяет темпы и качество социально-экономического развития России, а также положение страны в системе мировых энергетических рыночных отношений. Нефть и газ являются одними из основных экспортируемых Россией товаров, поэтому их производство обеспечивает стране наибольшую конкурентоспособность в процессе ее интеграции в систему мировых экономических связей [66]. В настоящее время результаты деятельности нефтегазового комплекса составляют основу для формирования платежного баланса России и поддержания курса рубля. Рост масштабов добычи нефти и значительные объемы ее экспорта долгое время обеспечивали поддержку и развитие менее доходных секторов национальной экономики. Нефтегазовый комплекс формирует спрос на продукцию связанных с ним отраслей [7]. Степень развития этих отраслей характеризуется величиной мультипликатора, который в России составляет 1,9, что соответствует уровню развитых в промышленном отношении нефтедобывающих государств. Для сравнения: в Норвегии мультипликатор составляет 1,6–1,7; в США – 2,1; в Австралии – 1,8–2,4 [94].

Наибольшее влияние развитие нефтегазового комплекса оказывает на добывающие и обрабатывающие отрасли промышленности, машиностроение, электроэнергетику, строительную отрасль. Дополнительный эффект достигается путем увеличения базы налогообложения, создания новых рабочих мест, роста платежеспособности населения. Кроме того, в современных условиях нефтегазовый комплекс в значительной мере формирует спрос на наукоемкую и высокотехнологичную продукцию [24, 65].

Рассмотрим подробнее значение нефтегазового сектора для российской экономики. В 2010 году 42% в структуре налоговых доходов федерального бюджета РФ приходилось на налог на добычу нефти, газа и конденсата, который составил в сумме 1,36 трлн. руб. [74]. В 2011 году деятельность

нефтегазового комплекса сформировала 20,7% ВВП, что составило 54% доходной части федерального бюджета и свыше 70% от общего объема экспорта [74]. Предприятиями нефтегазового сектора за 2011 год было добыто 511,4 млн. т нефти и газового конденсата и 670,5 млрд. куб. м газа. Внутреннее потребление газа составило 363,9 млрд. куб. м, объем нефти, поступающей на переработку внутри страны составил 192,5 млн. т, на экспорт было отправлено 242 млн. т сырой нефти, 204 млрд. куб. м газа и 125 млн. т нефтепродуктов. Доходы от экспорта нефти и газа составили около 322 млрд. долларов [49].

В таблице 1.1 представлены доли некоторых стран в мировом потреблении нефти и газа в 2006 году по данным Института экономических стратегий (ИНЭС).

Таблица 1.1 – Мировое потребление нефти и газа

Показатели	Доля в мировом потреблении, %	
	нефть	газ
Энергоизбыточные страны		
Россия	3,4	15,0
Канада	2,6	3,3
Энергодефицитные страны		
Великобритания	2,1	7,6
США	24,9	24,0
Германия	3,3	3,1
Франция	2,5	1,7
Италия	2,4	7,7
Япония	0,4	2,7
Евросоюз	18,3	16,0

Как видно из таблицы 1.1, Россия занимает третье место в мире после США и стран Евросоюза по объемам потребления нефти и газа.

Для выполненного диссертационного исследования с участием автора проведен энергоаудит объектов теплоэнергетических систем ООО «Газпромэнерго» и ОАО «АК «Транснефть» – крупнейших российских предприятий нефтегазового комплекса. В результате выявлена целесообразность осуществления мероприятий по повышению энергоэффективности данных предприятий по следующим направлениям:

режимная наладка котлов; загрузка котлов с учетом их фактического КПД; наладка тепловых сетей; ремонт и замена теплоизоляции трубопроводов тепловых сетей с использованием современных материалов и др. Выявленные в результате энергоаудита потенциалы энергосбережения показаны в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Потенциалы энергосбережения для теплоэнергетических систем российских предприятий нефтегазового комплекса

Предприятие	Виды энергоресурсов	Годовой потенциал энергосбережения в натуральном выражении	Годовой потенциал энергосбережения в денежном выражении, тыс. руб.
ООО «Газпромэнерго»	Природный газ	2091,821 тыс.м <sup>3</sup>	3156,689
	Газовый конденсат	42,848 т	539,243
	Тепловая энергия	1955,088 Гкал	2015,031
	Электрическая энергия	1703,749 тыс.кВт·ч	2158,604
	<b>Итого:</b>	-	<b>7869,567</b>
ОАО «АК «Транснефть»	Тепловая энергия	557,4 Гкал	243,100
	Электрическая энергия	556,32 тыс.кВт·ч	1317,420
	<b>Итого:</b>	-	<b>1560,520</b>

В структуре национальной экономики России высока доля энерго- и ресурсоемких отраслей, а государственная политика в сфере ресурсосбережения недостаточно эффективна. Так, на долю России приходится от 1/4 до 1/3 мирового объема сжигания попутного нефтяного газа, в результате чего из бюджета страны ежегодно теряется около 20 млрд. долларов дополнительного дохода [68, 87]. Все это относится к источникам огромных перерасходов топливно-энергетических ресурсов, что выражается в завышенных по сравнению со странами Европы и Японией показателями электроемкости и энергоемкости ВВП России – в 3,5 и 8,8 раза соответственно. Затраты на энергоносители в России составляют от 25 до 30% ВВП, в то время как в США – 6-7%, в странах Европы и в Японии – менее 6% [17].

В целом по итогам последних лет в России сложились следующие тенденции развития нефтегазодобывающего сектора: рост цен на

углеводородное сырье; наращивание объемов добычи нефти и газа и объемов бурения с целью разведки и эксплуатации месторождений; развития транспортной инфраструктуры; перераспределение экспортных потоков в пользу дальнего зарубежья; расширение присутствия России на перспективном рынке сбыта стран Азиатско-Тихоокеанского региона. На фоне данных тенденций и огромного углеводородного потенциала Российской Федерации состояние минерально-сырьевой базы нефтегазового комплекса характеризуется сокращением существующих разведанных запасов нефти и малыми темпами их воспроизводства. Большинство нефтедобывающих регионов России не имеют промышленных запасов нефти, необходимых для поддержания требуемых объемов ее добычи на ближайшие 10-15 лет. Как видно из рисунка 1.1, по прогнозам, составленным в 2010 году, запасов нефти в России хватает приблизительно еще на 21 год [49, 93].

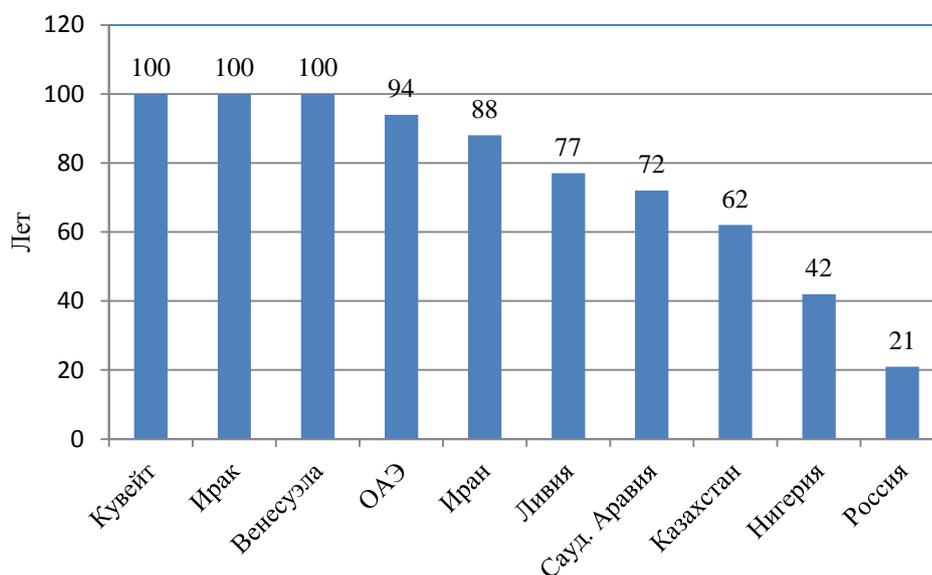


Рисунок 1.1 – Прогноз обеспеченности отдельных стран мира запасами нефти

Для удержания добычи нефти к 2030 году на уровне выше 420 млн. т в год необходимо обеспечить прирост новых запасов нефти в размере не менее 12,5 млрд. т, из которых 4,0 млрд. т – на уже открытых месторождениях за счет повышения коэффициента извлечения нефти. Требуется перевод значительной

части нефтегазового потенциал РФ в активные запасы нефти и газа, которые в дальнейшем будут последовательно вводиться в разработку. Объем инвестиций в развитие нефтегазового комплекса, необходимых для решения данной задачи составляет по данным Энергетической стратегии России до 2020 года – от 400 до 440 млрд. долл. [12]. Однако, объемы инвестирования в нефтегазовый комплекс России до 2006 года были в 3-4 раза ниже целевых. В 2006 году они возросли до 310 млрд. руб. Недостаток инвестиций ведет к сокращению объемов поисково-разведочного бурения и уменьшению темпов ввода новых месторождений в разработку. В случае, если для устранения недостатка инвестиций не будет принято эффективных мер, то ставится под сомнение и выполнение Энергетической стратегии России до 2030 года [2, 3].

Что касается промышленных запасов природного газа в России, то по прогнозам аналитиков компании «British Petroleum 2», сделанным в 2010 году, Россия будет обеспечена запасами природного газа в течение ближайших 76 лет, что показано на рисунке 1.2 [49]. В настоящее время в РФ насчитывается 837 месторождений природного газа, в 134 из которых (более 30 млрд. куб. м) сосредоточено 96,4% всех запасов. За счет этих месторождений обеспечивается 98,6% всего объема добычи газа в России [27].

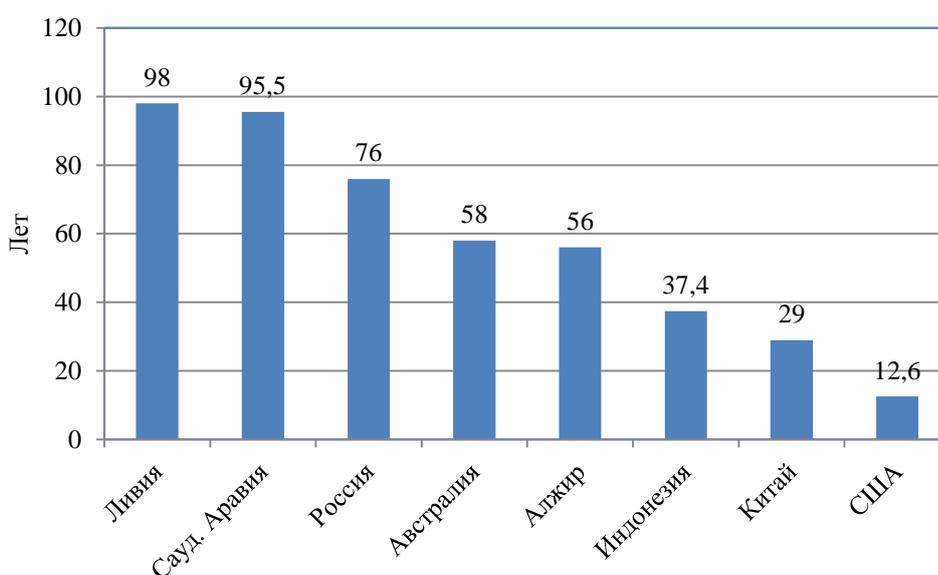


Рисунок 1.2 – Прогноз обеспеченности отдельных стран мира запасами газа

Нефтегазовая отрасль России представлена вертикально-интегрированными компаниями, а также средними и малыми независимыми нефтяными компаниями. К началу 2011 года добычу нефти в России осуществляли 325 предприятий, 145 из которых входят в число вертикально-интегрированных нефтегазовых компаний, а также 177 независимых нефтедобывающих организаций. Более 90% всего объема добычи нефти и конденсата в России приходится на восемь вертикально-интегрированных компаний [48].

Сырьевую базу нефтегазового комплекса России представляют 1500 нефтяных, нефтегазоконденсатных и нефтегазовых месторождений, 800 из которых находятся на стадии разработки [76]. В сфере нефтепереработки функционируют 27 заводов, суммарная мощность которых по первичной обработке нефти составляет 253 млн. т в год, 200 мини-заводов и 6 заводов, специализирующихся на выпуске масел и смазок [61, 76]. В настоящее время многие стратегические цели и задачи страны связаны с развитием Севера, т.к. на северной территории России, занимающей более 60% площади страны, сосредоточено около 80% промышленных запасов нефти и почти 100% добываемого газа [25, 47]. Однако развитие Севера предполагает привлечение значительных финансовых и материальных ресурсов для обеспечения приемлемого уровня жизни населения в тяжелых природно-климатических условиях.

В настоящее время состояние и перспективы развития нефтегазового комплекса Российской Федерации характеризуются следующими основными проблемами.

1. Массовое выбытие из эксплуатации основных фондов, средний износ которых в 2013 году составил 60% – в нефтедобывающей отрасли и более 57% – в газовой отрасли [43]. По многим нефтеперерабатывающим заводам степень износа основных фондов достигает 80%, что отчасти обуславливает нахождение России на одном из последних мест в мире по уровню нефтепереработки. Объем реализации вторичных процессов, углубляющих

переработку нефти, на отечественных нефтеперерабатывающих заводах очень мал и составляет 10% от объема реализации первичных процессов. Как следствие, возникают большие отходы производства и низкий выход светлых продуктов [78]. Основной причиной возникновения этой проблемы является длительная ориентация нефтеперерабатывающей отрасли на первичные процессы переработки и максимизацию объемов производства мазута [95, 98].

В других странах складывается противоположная структура производства нефтепродуктов. Так, в России из 1 тонны нефти производится 420 литров бензина, в США из 1 т нефти получают 420 литров бензина. В структуре производства 75-80% приходится на долю светлых продуктов. Интегральный коэффициент, характеризующий эффективность нефтепереработки, в России равен 4,2–4,3, в США – 11, в европейских странах – более 9 [17]. В большинстве нефтедобывающих стран мира нефтепереработка выбирается в качестве основного стратегического ориентира развития нефтегазового комплекса [58]. В настоящее время объемы нефтепереработки в США в два раза превышают объемы добычи нефти, в стране работает 147 нефтеперерабатывающих заводов. В Китае функционирует 98 нефтеперерабатывающих заводов, которые полностью обеспечивают переработку 180 млн. т ежегодно добываемой в стране нефти и еще 130 млн. т нефти закупаемой у других государств. В странах Евросоюза функционирует 140 нефтеперерабатывающих заводов [27].

В России средняя загрузка нефтеперерабатывающих заводов по переработке первичного сырья составляет в среднем 73%. Такое положение нефтепереработки в России обусловлено высокими ценами на сырую нефть, в результате чего нефтяным компаниям более выгодно экспортировать первичное сырье ввиду высокой себестоимости нефтепереработки. Из общего объема произведенных нефтепродуктов на экспорт направляется: 80% мазута, 60% дизельного топлива, 15-20% бензина, 20-25% авиатоплива [82]. Стоимость одного нефтеперерабатывающего завода составляет от 500 млн. до 1,5 млрд. долларов, а сроки окупаемости инвестиционного проекта строительства такого

завода – около 10-12 лет [28, 42, 81].

2. Снижение коэффициента нефтеизвлечения, который является основным показателем рационального использования сырьевой базы добычи нефти и газа (с 1960 по 2000 гг. коэффициент снизился с 0,45 до 0,29, в результате чего в недрах остается более 70% запасов) [43].

Основная проблема связана с тем, что запасы нефти в традиционных районах ее добычи (Западной Сибири, Волго-Уральском и Северо-Кавказском регионах) находятся в низкопродуктивных слоях, доля которых – более 35-40%. Поэтому показатели производственной деятельности нефтяных компаний находятся на низком уровне: средний дебит работчих скважин составляет 10-11 тонн в сутки. Сейчас доля трудноизвлекаемых запасов превышает 60%, а в некоторых районах достигает 90% и более, степень обводненности многих крупных месторождений более 80%. Приведенные показатели свидетельствуют об экономической неэффективности разрабатываемых месторождений, т.к. эксплуатация скважин с коэффициентом обводненности 92% и более, как показывает практика, оказывается убыточной [88]. В целом рентабельность освоения большей части потенциальных запасов нефти и газа невысока, т.к. эти запасы находятся в труднодоступных районах с неразвитой инфраструктурой.

3. Неэффективная политика налогообложения, не стимулирующая развитие нефтегазового сектора (процент изъятия выручки российских нефтяных компаний составляет 65-70%, а зарубежных компаний «Шеврон корпорейшн» и «Эксон Мобил» – 28% и 32%, соответственно) [74]. Неэффективная система налогообложения и экспортные таможенные пошлины представляют собой одну из проблем развития нефтегазового комплекса.

4. Ввиду недофинансирования геологоразведочных работ отношение прироста запасов нефти и газа к добыче составляет 60% [90]. Представляются трудно реализуемыми как оптимистичный, так и умеренный сценарии объемов добычи нефти, приведенные в Энергетической стратегии России до 2030 года, поскольку предполагают приращение только за счет геологоразведочных работ 8,6 млрд. тонн новых промышленных запасов нефти к 2030 году. Обеспечение

таких приростов запасов нефти возможно при доведении годовых объемов глубокого бурения до 2,5 млн. м в год. Ежегодные затраты на организацию такого объема геологоразведочных работ составляют порядка 3,7 млрд. долларов. Осуществление геологоразведочных работ затрудняется не только дороговизной их проведения, но и тем, что практически весь российский фонд недропользования принадлежит добывающим компаниям. Соответственно, деятельность по добыче нефти и газа в значительной мере монополизирована. При этом крупные вертикально-интегрированные нефтегазовые компании, в достаточной мере обеспеченные текущими объемами добычи и запасами нефти и газа не заинтересованы в масштабном финансировании геологоразведочных работ ввиду значительных экономических и геологических рисков. Основной объем инвестиционных ресурсов российских нефтегазовых компаний направляется на приобретение активов нефтегазодобывающих, транспортных, нефтеперерабатывающих и сбытовых предприятий, в т.ч. и иностранных [86].

5. Отставание России от развитых нефтедобывающих государств по основным показателям инновационной деятельности в связи с отсутствием системы управления инновационной деятельностью и механизмов стимулирования применения новых энергосберегающих технологий [96].

6. Доля ТЭР, потребляемых нефтегазовым комплексом в России существенно выше, чем в мире (более 2/3 первичного потребления ТЭР) [67].

7. Состояние нефтяного комплекса и, соответственно, рентабельность нефтяных месторождений Российской Федерации, подвергается сильному влиянию изменения уровня мировых цен на нефть, что создает угрозу энергетической и экономической безопасности страны. Возможности постепенного развития нефтяного сектора Российской Федерации на данном этапе практически исчерпаны, минерально-сырьевая база углеводородов неуклонно сокращается. Прирост запасов нефти обеспечивается в основном за счет давно эксплуатируемых месторождений. С 1994 года годовые объемы добычи нефти в нефтедобывающих регионах не компенсируются приростами запасов, активно эксплуатируемые запасы в скором времени будут исчерпаны;

в структуре запасов увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов (например, в Ханты-Мансийском автономном округе их доля достигает 67%). Практически отсутствуют объекты, на которых возможно получение существенных приростов запасов, т.е. резерв активных прогнозных ресурсов почти нулевой. Что касается вновь открываемых месторождений, то в основном они представляют собой незначительные углеводородные скопления, вследствие чего эффективность геологоразведочных работ снижается [78].

8. Нефтегазовый комплекс России не подготовлен к реализации Энергетической стратегии России до 2030 года, прежде всего ввиду технологических проблем, связанных со сложностями в освоении месторождений нефти и газа на арктическом шельфе морей (трудности создаются низкой температурой нефтегазоносных пластов, низкими пластовыми давлениями, неблагоприятными природно-климатическими условиями), неопределенностью технологических аспектов создания транспортной инфраструктуры. Прежде всего перечисленные проблемы касаются нефтяных месторождений на полуострове Ямал, в Восточной Сибири, Республике Саха [29, 94].

Таким образом, анализ современного состояния и тенденций развития нефтегазового комплекса России показал, что состояние нефтегазового сектора страны требует масштабной модернизации: необходимо внедрение не только технологических инноваций, но и новых организационно-управленческих механизмов и инструментов решения проблем нефтегазовой отрасли. Представляется, что в данном случае наибольший эффект может быть достигнут при объединении ресурсов нефтегазовых предприятий, научного сектора (фундаментального, отраслевого, смежного), предприятий смежных отраслей промышленности, организаций инфраструктуры (в т.ч. инновационной) в направлении разработки и реализации мероприятий в области энергосбережения, технического перевооружения, обеспечения экологической безопасности и энергетической эффективности нефтегазового сектора.

### **1.3 Современные организационно-управленческие и технологические направления повышения энергоэффективности предприятий нефтегазового комплекса**

С учетом, проведенного в диссертации анализа роли энергосбережения в повышении конкурентоспособности и экономической эффективности промышленных предприятий, а также рассмотренных тенденций развития нефтегазового комплекса Российской Федерации можно сделать вывод о том, что для достижения целей и задач развития нефтегазовых отраслей, связанных с повышением их экономической эффективности, необходимо создание новых организационно-управленческих и технологических инструментов управления нефтегазовыми предприятиями, позволяющих гибко реагировать на негативные тенденции и создать условия для устойчивого развития данных предприятий в условиях экономических и рыночных изменений. К числу таких инструментов можно отнести повышение энергоэффективности и механизмы организации процессов энергосбережения на предприятиях нефтегазового комплекса. Управление энергосбережением на нефтегазовых предприятиях должно основываться на методологии и инструментариях, позволяющих обеспечить принятие эффективных управленческих решений, основанных на опыте осуществления энергосберегающих мероприятий, с учетом современных энерго- и ресурсосберегающих технологий, с целью выбора и реализации оптимальных способов обеспечения экономного и рационального расходования топливно-энергетических ресурсов, снижения на этой основе себестоимости продукции, повышении рентабельности нефтегазовых предприятий и их конкурентоспособности с учетом всех существующих проблем нефтегазового комплекса Российской Федерации, т.е. реализации долговременных стратегических целей его устойчивого развития [35, 53]. В этой связи формулируются следующие приоритетные направления развития нефтегазового комплекса России на ближайшую перспективу:

- проведение мероприятий по повышению коэффициента нефтеотдачи и

вовлечению в промышленный оборот трудноизвлекаемых запасов на разрабатываемых месторождениях и увеличение за счет этого объемов запасов на этих месторождениях;

- введение в использование разведанных месторождений новых нефтегазоносных регионов;

- создание в регионах, обладающих выраженным нефтегазовым потенциалом новых крупных центров нефтегазодобычи [70, 72];

- выявление и разведка новых месторождений нефти и газа, имеющих промышленную значимость путем проведения масштабных геологоразведочных работ [5];

- определение технических и технологических нормативов, а также нормативной необходимой величины затрат на первичную или дополнительную разработку месторождений, характеризующихся различными горно-геологическими условиями и качеством запасов;

- определение на основе использования научных методов максимально допустимой степени интенсификации добычи нефти и газа на каждом месторождении и подбор оптимальных режимов проведения разработок, расчет реабилитационных циклов для месторождений и залежей с выработанными активными запасами;

- проведение исследований в области освоения морского нефтегазового потенциала;

- внедрение новых технологий разработки нефтяных месторождений, направленных на повышение коэффициента извлечения нефти, осуществление бурения на осваиваемых месторождениях в объемах, предусмотренных проектами разработки этих месторождений;

- стимулирование разработки и практического использования методов повышения нефтеотдачи в хозяйстве [40];

- развитие и системная диверсификация транспортной инфраструктуры, представленной всеми видами транспорта, посредством которого осуществляется транспортировка нефти и газа, и, соответственно, обеспечивается

внешнеторговая деятельность [22].

По мнению ряда экспертов, существующее законодательство в сфере природопользования нуждается в существенных корректировках. В данном направлении разрабатываются предложения по законодательному закреплению порядка отчислений на восполнение минерально-сырьевой базы или созданию специального, заменяющего эти отчисления фонда [103]. Также вносятся предложения по отмене плоской шкалы налога на добычу полезных ископаемых, вводу тарифов экспортной пошлины за баррель, а не за тонну нефти и вменению в обязанности нефтегазодобывающих предприятий компенсации добычи нефти и газа воспроизводством их запасов за счет финансирования или самостоятельного проведения геологоразведочных работ. Соответственно, необходимо совершенствование системы налогообложения геологоразведочных работ и разработок.

По оценкам специалистов, для обеспечения стабильного функционирования и эффективного развития нефтедобывающей отрасли, сбалансированности запасов нефти с годовой добычей 400 млн. т в нефтяной комплекс ежегодно необходимо инвестировать не менее 40 млрд. долларов. В настоящее время Россия добывает более 500 млн. т нефти в год, в 2011 г. всеми нефтяными компаниями было вложено в производство 25 млрд. долларов, в 2012 г. – около 32 млрд. долларов, но этих средств все равно не хватает, чтобы нарастить добычу нефти. Например, в США в 2012 г. планировалось вложить в добычу и разведку месторождений нефти и газа 69,5 млрд. долларов [57].

Важным организационно-управленческим направлением повышения энергоэффективности нефтегазового комплекса России является совершенствование методологии разработки и реализации стратегии развития нефтегазового комплекса на основе применения научного подхода к выработке целевых установок в области энергосбережения. В настоящее время основными законодательно утвержденными документами, регламентирующими политику Российской Федерации по энергосбережению в ТЭК и в т.ч. в нефтегазовом секторе являются Энергетическая стратегия развития России до 2030 года и

Федеральный закон РФ от 23.11.2009 г. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ». Достаточно полно проработаны вопросы формирования единой концепции эффективного недропользования, а также механизмам сбалансированного развития и регулирования нефтегазового сектора экономики по ресурсной, технологической и финансовой составляющим. Однако такому важному направлению развития нефтегазового сектора как инновационная деятельность уделяется недостаточно много внимания, при том, что для обеспечения конкурентоспособности и повышения экономической эффективности предприятий нефтегазовой отрасли очевидна необходимость разработки и реализация крупных инновационных проектов. В данном случае велика роль государства, которое разрабатывает нормативно-методическое обеспечение инновационной и инвестиционной деятельности в нефтегазовом комплексе. Тем не менее, необходимо отметить, что как на федеральном, так и на региональном уровнях управления развитием нефтегазового комплекса не разработано эффективных механизмов и инструментов реализации инновационных программ и распространения инноваций, отсутствуют действенные инструменты стимулирования развития отрасли на основе реализации инновационного потенциала нефтегазовых предприятий в сфере энергосбережения, повышения энергетической эффективности и экологической безопасности процессов нефтегазодобычи и переработки и транспортировки [44, 77].

Организационно-управленческие инструменты реализации инновационной деятельности в нефтегазовом комплексе прежде всего должны обеспечивать:

- условия для расширенного воспроизводства минерально-сырьевой базы нефтегазодобычи;
- оказание государственной поддержки процессов реализации стратегически важных крупных инновационных проектов;
- разработка и проведение в отношении нефтегазовых предприятий

налоговой политики, стимулирующей инновационную деятельность [69];

- модернизация материально-технической базы крупных нефтегазовых предприятий;

- разработка стандартов и положений, регулирующих взаимодействие нефтегазовых предприятий с субъектами инновационной инфраструктуры по поводу разработки и внедрения энергосберегающих инноваций;

- стимулирование сотрудничества малых и средних нефтяных предприятий с малыми инновационными предприятиями, создаваемыми при вузах и НИИ по вопросам коммерциализации энергосберегающих инноваций.

В настоящее время Россия отстает от развитых нефтедобывающих стран по всем ключевым параметрам инновационной деятельности. Создание организационно-управленческих инструментов реализации инновационной деятельности должно способствовать созданию на крупных и мелких предприятиях нефтегазового комплекса систем управления инновационным процессом, стимулирующих внедрение новых энергосберегающих технологий.

Анализ основных проблем, препятствующих энергосбережению в нефтегазовом комплексе России, позволяет сделать вывод о том, что в качестве одного из самых доступных средств повышения конкурентоспособности отечественных нефтегазовых предприятий в современных условиях является энергосбережение и обеспечение на этой основе экономической эффективности добычи и переработки нефти и газа.

В настоящее время имеются широкие возможности выбора энергосберегающих мероприятий, которые условно можно разделить на низко-, средне- и высокочрезмерные [37]. В каждом конкретном случае могут быть выбраны и реализованы наиболее результативные мероприятия. Например, для нефтегазовой промышленности в настоящее время разработаны такие перспективные методы повышения нефтеотдачи, применяемые и в России и за рубежом, как: горизонтальное бурение скважин, строительство многоствольных скважин, бурение боковых стволов, операции гидроразрыва и др., которые однако не получили широкого распространения ввиду их

дороговизны. Рассмотрим приоритетные направления энергосбережения в топливно-энергетическом комплексе, приведенные в Энергетической стратегии России на период до 2030 года, перечисленные в таблицах 1.3 – 1.5. Реализация данных направлений требует существенных инвестиционных вложений [184].

Таблица 1.3. – Приоритетные направления энергосбережения в нефтяной промышленности

Направление	Мероприятия
Добыча нефти	<ul style="list-style-type: none"> <li>- наращивание коэффициента нефтеотдачи;</li> <li>- оптимизация режимов работы нефтяных скважин;</li> <li>- совершенствование систем контроля и учета нефти;</li> <li>- сокращение объемов расходования нефти на технологические нужды и компенсацию потерь;</li> </ul>
Транспортировка нефти	<ul style="list-style-type: none"> <li>- реконструкция нефтепроводов и совершенствование технологических режимов их работы;</li> <li>- устранение (уменьшение) утечек нефти;</li> <li>- внедрение на предприятиях, занимающихся транспортировкой нефти автоматизированных систем управления и телемеханики;</li> <li>- модернизация и ремонт нефтеперекачивающих агрегатов для улучшения их технического состояния;</li> <li>- повсеместное внедрение резервуаров с плавающей крышей;</li> </ul>
Переработка нефти	<ul style="list-style-type: none"> <li>- повышение глубины переработки нефти и более полное использование газов нефтепереработки;</li> <li>- автоматизация оптимального выбора и реализации режимов технологических цепочек.</li> </ul>

Необходимо отметить, что как правило, перечень рекомендуемых мероприятий в области энергосбережения определяется на основе результатов энергоаудита нефтегазового предприятия – заказчика. При этом часто по результатам энергетического обследования нефтегазовые предприятия получают типовые рекомендации. Несмотря на схожесть предприятий, осуществляющих один и тот же вид деятельности, каждый объект обладает своей спецификой, поэтому для разработки научно-обоснованных мероприятий по снижению потерь топливно-энергетических ресурсов и энергозатрат необходимо это учитывать. Данные рекомендации должны учитывать специфику не только предприятия в целом, но и его отдельных участков и видов деятельности. Это позволяет сделать вывод о необходимости более

детального изучения особенностей объектов энергетических обследований, а также создания специальной инфраструктуры поддержки реализации энергосберегающих мероприятий.

Таблица 1.4. – Приоритетные направления энергосбережения в газовой промышленности

Направление	Мероприятия
Добыча газа	<ul style="list-style-type: none"> <li>- сокращение объемов расходования газа на покрытие технологических нужд;</li> <li>- рационализация режимов работы технологических объектов;</li> <li>- совершенствование систем контроля и учета газа;</li> <li>- увеличение степени газоотдачи пластов;</li> </ul>
Транспортировка газа	<ul style="list-style-type: none"> <li>- реконструкция объектов систем транспортировки газа и оптимизация технологических режимов работы магистральных газопроводов;</li> <li>- уменьшение газовых потерь;</li> <li>- использование автоматизированных систем управления и телемеханики на объектах транспортировки газа;</li> <li>- ремонт и модернизация газоперекачивающих агрегатов с целью улучшения и технического состояния;</li> <li>- использование высокоэффективных газотурбинных приводов для газоперекачивающих агрегатов с высоким коэффициентом полезного действия;</li> <li>- более широкое применение газоперекачивающих агрегатов с регулируемым электроприводом;</li> </ul>
Переработка газа	<ul style="list-style-type: none"> <li>- наращивание степени утилизации тепла технологических потоков;</li> <li>- наращивание коэффициента полезного действия тепловых агрегатов на газовом топливе;</li> <li>- оптимизация и автоматизация технологических процессов;</li> </ul>
Подземное хранение газа	<ul style="list-style-type: none"> <li>- оптимизация буферного объема газа;</li> <li>- сокращение пластовых потерь газа и использование в качестве буферного объема непромышленных газов (азота, дымовых газов и других).</li> </ul>

Помимо мероприятий, которые могут быть проведены в нефтяной и газовой промышленности также мероприятия в сфере теплоснабжения, т.к. энергоэффективность систем теплоснабжения оказывает заметное влияние на энергоэффективность предприятий управления нефтегазовыми месторождениями.

Таблица 1.5 – Приоритетные направления энергосбережения в сфере теплоснабжения

Направление	Мероприятия
Производство тепловой энергии	<ul style="list-style-type: none"> <li>- наращивание коэффициента полезного действия котлоагрегатов, теплофикационных и прочих установок на основе современных технологий сжигания топлива [26];</li> <li>- переход к когенерационной выработке тепловой и электрической энергии [39, 79];</li> <li>- повышение коэффициента использования тепловой мощности;</li> <li>- совершенствование систем распределенной генерации тепла на основе использования в сфере теплоснабжения возобновляемых источников энергии [18];</li> <li>- наращивание технического уровня, автоматизации и механизации мелких источников тепловой энергии, оснащение их системами учета и регулирования отпуска тепловой энергии;</li> <li>- научно-обоснованное разделение сфер централизованного и децентрализованного теплоснабжения;</li> </ul>
Системы транспорта тепловой энергии	<ul style="list-style-type: none"> <li>- уменьшение объемов потерь тепловой энергии и утечек теплоносителей в процессе реконструкции теплосетей на основе использования теплопроводов заводской готовности, рациональных способов их прокладки, современных запорно-регулирующих устройств, автоматизированных узлов и систем управления режимами;</li> <li>- разработка оптимальных режимов работы теплоисточников, теплосетей и потребителей тепловой энергии [59];</li> </ul>
Системы потребления тепловой энергии	<ul style="list-style-type: none"> <li>- внедрение систем учета количества и контроля качества потребляемой тепловой энергии;</li> <li>- строительство новых зданий и реконструкция старых на основе применения теплоустойчивых конструкций, тепловой автоматики, энергоэффективного оборудования и теплопроводов;</li> <li>- обеспечение высокой технологичности всех стадий процесса теплоснабжения, доступности его контроля и возможности управления [63].</li> </ul>

Оценка экономической эффективности описанных мероприятий и их вклада в снижение энергоемкости нефтегазовых предприятий зависит от условий добычи нефти и газа на конкретном предприятии. Однако можно оценить результативность мероприятий по энергосбережению на основе изменения структуры потребления энергоресурсов и энергобалансов отдельных нефтегазовых предприятий и нефтегазового комплекса в целом. В Приложении 1 представлены графики, иллюстрирующие результаты анализа энергетической эффективности нефтегазового комплекса РФ. Основной целью оптимизации

структуры энергопотребления является замена ископаемого топлива альтернативными, экологически чистыми источниками энергии и снижение энергоемкости предприятий нефтегазодобывающей и перерабатывающей промышленности [36, 60]. Долгосрочная энергетическая стратегия нацелена главным образом на снижение темпов прироста добычи и экспорта сырой нефти и природного газа сопровождающееся наращиванием разведанных запасов и повышением коэффициента нефтеотдачи на основе использования инновационных технологий [73, 100]. Это позволит увеличить сроки эксплуатации богатых месторождений и обеспечить долгосрочные потребности экономики в первичных энергоресурсах и нефтехимическом сырье [41, 54, 55]. Еще одной важной задачей является обеспечение экологической безопасности деятельности нефтегазового комплекса. Так, две трети выбросов вредных веществ в атмосферу, осуществляемым предприятиями нефтегазовой промышленности, приходится на нефтедобычу. На один процент прироста нефтедобычи приходится увеличением выбросов вредных веществ на три процента. После ратификации Российской Федерацией Киотского протокола необходимость соблюдения его требований по ограничению выбросов парниковых газов, приводит к тому, что сжигание попутного нефтяного газа в факелах влечет за собой дополнительные убытки в размере от 3 до 5 млрд. долларов. Кроме того, в связи с непредсказуемостью роста тарифов на электроэнергию, для нефтегазовых предприятий становится все более актуальным развитие собственных источников энергоснабжения [8].

#### **1.4 Выводы**

По итогам последних лет в России сложились следующие тенденции развития нефтегазодобывающего сектора: рост цен на углеводородное сырье; наращивание объемов добычи нефти и газа и объемов бурения с целью разведки и эксплуатации месторождений; развития транспортной инфраструктуры; перераспределение экспортных потоков в пользу дальнего

зарубежья; расширение присутствия России на перспективном рынке сбыта стран Азиатско-Тихоокеанского региона.

В нефтегазовом комплексе России существует ряд проблем: массовое выбытие из эксплуатации основных фондов, средний износ которых в 2013 году составил 60% – в нефтедобывающей отрасли и более 57% – в газовой отрасли; снижение коэффициента нефтеизвлечения, который является основным показателем рационального использования сырьевой базы нефтегазодобычи (с 1960 по 2000 гг. коэффициент снизился с 0,45 до 0,29, в результате чего в недрах остается более 70 % запасов); неэффективное налогообложение (процент изъятия выручки российских нефтяных компаний составляет 65-70%, а зарубежных компаний «Шеврон корпорейшн» и «Эксон Мобил» – 28% и 32%, соответственно); ввиду недофинансирования геолого-разведочных работ отношение прироста запасов нефти и газа к добыче составляет 60%; отставание России от развитых нефтедобывающих государств по основным показателям инновационной деятельности в связи с отсутствием системы управления инновационной деятельностью и механизмов стимулирования применения новых энергосберегающих технологий; доля ТЭР, потребляемых нефтегазовым комплексом в России существенно выше, чем в мире (более 2/3 первичного потребления ТЭР). Россия занимает третье место в мире после США и стран Евросоюза по объемам потребления нефти и газа.

Для выполненного диссертационного исследования с участием автора проведен энергоаудит объектов теплоэнергетических систем ООО «Газпромэнерго» и ОАО «АК «Транснефть» – крупнейших российских предприятий нефтегазового комплекса. В результате выявлена целесообразность осуществления мероприятий по повышению энергоэффективности данных предприятий по следующим направлениям: режимная наладка котлов; загрузка котлов с учетом их фактического КПД; наладка тепловых сетей; ремонт и замена теплоизоляции трубопроводов тепловых сетей с использованием современных материалов и др.

Рассмотрев основные проблемы повышения энергоэффективности нефтегазового комплекса России можно сделать вывод о том, что в качестве одного из самых доступных средств повышения конкурентоспособности нефтегазовых предприятий в современных условиях является энергосбережение и обеспечение на этой основе экономической эффективности добычи и переработки нефти и газа.

В настоящее время имеются широкие возможности выбора энергосберегающих мероприятий, которые условно можно разделить на низко-, средне- и высокзатратные. В каждом конкретном случае могут быть выбраны и реализованы наиболее результативные мероприятия. Как правило, определение перечня рекомендуемых мероприятий и их выбор осуществляется на основе результатов энергоаудита предприятия – заказчика. При этом часто по результатам энергетического обследования нефтегазовые предприятия получают типовые рекомендации. Несмотря на схожесть предприятий, осуществляющих один и тот же вид деятельности, каждый объект обладает своей спецификой, поэтому для разработки научно-обоснованных мероприятий по снижению потерь ТЭР и энергозатрат необходимо это учитывать. Данные рекомендации должны учитывать специфику не только предприятия в целом, но и его отдельных участков и видов деятельности. Это позволяет сделать вывод о необходимости более детального изучения особенностей объектов энергетических обследований, а также создания специальной инфраструктуры поддержки реализации энергосберегающих мероприятий.

## 2 МОДИФИЦИРОВАННАЯ МЕТОДИКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО АУДИТА И ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ МЕХАНИЗМ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

### 2.1 Энергетический аудит как инструмент повышения энергоэффективности предприятий нефтегазового комплекса

В первой главе диссертации была исследована роль энергоаудита как важнейшего инструмента формирования информационной базы процессов энергосбережения и повышения энергетической эффективности промышленных предприятий. Рассмотрим результаты использования энергетического аудита нефтегазодобывающих предприятий, проводимого автором в течение шести лет практической деятельности в данной сфере. На рисунке 2.1 показано соотношение обследованных объектов топливно-энергетического комплекса.

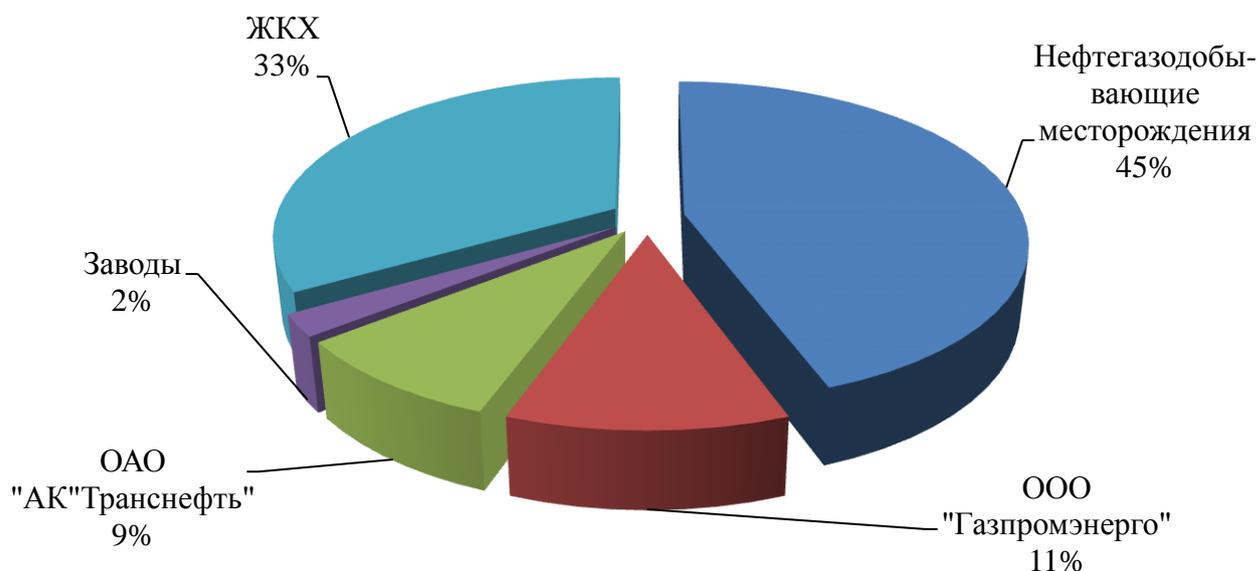


Рисунок 2.1 – Обследованные объекты топливно-энергетического комплекса

Как видно из рисунка 2.1, часть энергетических обследований проводилась на нефтегазодобывающих месторождениях. Все

нефтегазодобывающие предприятия уделяют большое внимание мероприятиям по снижению объемов потребления ТЭР. Часть этих мероприятий является низко- и среднетратными, также возможно проведение мероприятий, требующих значительных финансовых затрат и большого времени внедрения. Полный перечень обследованных объектов приведен в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Перечень объектов, на которых проводились энергетические обследования

<p style="text-align: center;"><b>20 нефтегазодобывающих месторождений:</b></p> <p>НК «Сибнефть», г. Ноябрьск:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Вынгопуровское месторождение;</li> <li>- Новогоднее месторождение;</li> <li>- Ярайнерское месторождение;</li> <li>- Муравленское месторождение;</li> <li>- Сугмутское месторождение;</li> <li>- Пямаляихинское месторождение;</li> <li>- Романовское месторождение;</li> <li>- Умсейское месторождение;</li> <li>- Суторминское месторождение;</li> <li>- Вынгояхинское месторождение;</li> <li>- Еты-пуровское месторождение;</li> <li>- Карамовское месторождение;</li> <li>- Пограничное месторождение;</li> <li>- Холмогорское месторождение;</li> <li>- Западно-Ноябрьское месторождение;</li> <li>- Спорышевское месторождение.</li> </ul> <p>ООО «Газпромэнерго»:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Заполярное месторождение;</li> <li>- Ямбургское месторождение.</li> </ul> <p>ОАО «Сибнефтегаз»:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Береговое ГКМ;</li> <li>- Пырейное ГКМ.</li> </ul> <p style="text-align: center;"><b>1 завод:</b></p> <p>ОАО «Мотовилихинские заводы», г. Пермь</p>	<p><b>5 объектов ООО «Газпромэнерго»:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- г. Надым;</li> <li>- г. Пангоды;</li> <li>- г. Астрахань;</li> <li>- г. Саратов;</li> <li>- г. Сызрань.</li> </ul> <p><b>4 объекта ОАО «АК «Транснефть»:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- НПС «Ухта-1»;</li> <li>- НПС «Синдор»;</li> <li>- НПС «Микунь»;</li> <li>- НПС «Урдома».</li> </ul> <p style="text-align: center;"><b>15 объектов ЖКХ:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- с. Катровож Ямало-Ненецкий АО;</li> <li>- с. Горки Ямало-Ненецкий АО;</li> <li>- с. Мужы Ямало-Ненецкий АО;</li> <li>- с. Новый Порт Ямало-Ненецкий АО;</li> <li>- с. Яр-Сале Ямало-Ненецкий АО;</li> <li>- с. Мыс Каменный Ямало-Ненецкий АО;</li> <li>- с. Се-Яха Ямало-Ненецкий АО;</li> <li>- с. Салемал Ямало-Ненецкий АО;</li> <li>- с. Панаевск Ямало-Ненецкий АО;</li> <li>- с. Толька Ямало-Ненецкий АО;</li> <li>- с. Красноселькуп Ямало-Ненецкий АО;</li> <li>- с. Питляр Ямало-Ненецкий АО;</li> <li>- с. Азовы Ямало-Ненецкий АО;</li> <li>- с. Лопхари Ямало-Ненецкий АО.</li> </ul>
--	--

Целью энергоаудита нефтегазодобывающих месторождений являлось проведение энергетического обследования систем теплоснабжения, водоснабжения, водоотведения и электроснабжения месторождений. В работе

проведен анализ потребления энергоресурсов, анализ работы систем теплоснабжения, электроснабжения, водоснабжения и водоотведения. Составлены балансы: выработки и распределения тепловой энергии; добычи и распределения очищенной питьевой воды; электропотребления.

Для выполнения отчета и составления энергопаспортов обследуемых объектов необходимы следующие данные.

1. Общая производственная характеристика предприятия, в т.ч. структура предприятия, состав его производственных мощностей и оценка их технического состояния.

2. Технологические схемы: подготовки газа; сбора и транспорта газа; водоснабжения; водоотведения; теплоснабжения; электроснабжения.

3. Технологические регламенты: сбора, транспорта и подготовки газа; выработки и транспортировки электрической энергии; выработки и транспортировки тепловой энергии; подъема, очистки и транспортировки питьевой воды; приема и очистки стоков.

4. Состав основного и вспомогательного оборудования: подготовки газа; выработки и транспортировки электрической энергии; выработки и транспортировки тепловой энергии; подачи чистого воздуха вентсистем; подъема, очистки и траспортировки питьевой воды; приема и очистки стоков.

5. Обследованы и определены типы и характеристики приборов учета: электрической энергии; тепловой энергии и теплоносителя; питьевой воды; стоков.

6. Расчетные схемы тепловых сетей с указанием диаметров, протяженности и тепловых нагрузок.

7. Типы и толщины тепловой изоляции трубопроводов тепловых сетей.

8. Режимные карты всех котлов.

На основе результатов проделанной работы (анализ исходных данных, визуальное и инструментальное обследование систем теплоснабжения, водоснабжения, водоотведения и электроснабжения) рассчитаны годовые экономические эффекты [52]. Годовые экономические эффекты от реализации

энергосберегающих мероприятий обследуемых объектов в натуральном и денежном выражении приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Годовые экономические эффекты от реализации энергосберегающих мероприятий на обследуемых объектах в натуральном и денежном выражении

1	Наименование	Ед. измерения	Годовой экономический эффект	
			В натуральном выражении	В денежном выражении, тыс. руб.
2	3	4	5	
<b>Нефтегазодобывающие месторождения</b>	Природный газ	тыс.м <sup>3</sup>	3142,353	37480,304
	Нефть	т	61,114	274,495
	Тепловая энергия	Гкал	2526,159	75801,345
	Электрическая энергия	тыс.кВт·ч	5562,526	84150,275
	<b>Итого:</b>			<b>197706,419</b>
<b>ЖКХ</b>	Природный газ	тыс.м <sup>3</sup>	1282,200	3767,675
	Дизтопливо	т	397,236	8325,255
	Каменный уголь	т	1506,020	4441,917
	Газовый конденсат	т	988,998	12434,425
	Тепловая энергия	Гкал	27921,781	77786,666
	Электрическая энергия	тыс.кВт·ч	2581,904	33660,110
	<b>Итого:</b>			<b>140416,048</b>
<b>Завод</b>	Тепловая энергия	Гкал	3263,500	2450,400
	<b>Итого:</b>			<b>2450,400</b>
<b>ООО «Газпромэнерго»</b>	Природный газ	тыс.м <sup>3</sup>	2091,821	3156,689
	Газовый конденсат	т	42,848	539,243
	Тепловая энергия	Гкал	1955,088	2015,031
	Электрическая энергия	тыс.кВт·ч	1703,749	2158,604
	<b>Итого:</b>			<b>7869,567</b>
<b>ОАО «АК «Транснефть»</b>	Тепловая энергия	Гкал	557,4	243,100
	Электрическая энергия	тыс.кВт·ч	556,32	1317,420
	<b>Итого:</b>			<b>1560,520</b>

В результате проведенных энергетических обследований объектов нефтегазодобывающих месторождений, заводов, ООО «Газпромэнерго» и ОАО

«АК «Транснефть», ЖКХ были выявлены следующие наиболее характерные недостатки.

1. Отсутствие режимной наладки котлов, или последняя наладка проводилась более 3-х лет назад. Согласно требованиям Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок, п. 5.3.7 режимно-наладочные испытания для котлов на газообразном топливе должны проводиться не реже одного раза в 3 года, на жидком и твердом топливе – 5 лет.

2. На основании результатов приборного обследования котлов и данных режимных карт следует, что в процессе эксплуатации часто происходит разрегулирование горения топлива, за счет чего снижается КПД котлов.

3. Загрузка котлов осуществляется без учета фактического КПД котлов.

4. При наличии приборов учета в управлениях отсутствует качественный анализ показателей работы котельной. Выявлены ряд объектов, у которых КПД котлов превышает 100%.

5. Узлы учета тепловой энергии и теплоносителя не соответствуют требованиям Правил учета тепловой энергии и теплоносителя.

6. В котельных отсутствует водоподготовка.

7. В котельных и в тепловых камерах тепловых сетей отсутствует тепловая изоляция запорной арматуры – требование Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (СО 153-34.20.501-2003, пункт 4.12.19) .

8. Толщина тепловой изоляции трубопроводов не соответствует требованиям СП 41-103-2000.

9. Отсутствие наладки тепловых сетей.

10. Отсутствует качественный анализ показателей работы котельной.

По результатам проведенных обследований разработаны энергосберегающие мероприятия, которые представлены в таблице 2.3 и сгруппированы по величине затрат, необходимых для их реализации на низко- и среднезатратные, а также высокзатратные.

Таблица 2.3 – Рекомендованные по результатам энергоаудита энергосберегающие мероприятия и результаты от внедрения рекомендаций

№ п/п	Наименование	Результаты от внедрения рекомендаций
<b>Низко- и среднетратные мероприятия</b>		
1	Выполнить проект на реконструкцию узла учета тепловой энергии и теплоносителя, согласовать его и смонтировать приборы учета согласно требованиям завода-изготовителя и Правил учета тепловой энергии и теплоносителя пункт 2.1.2 и рис.1.	Достоверный учет отпускаемой тепловой энергии потребителям согласно требованиям Федерального закона "Об энергосбережении" статья 11.
2	Демонтировать водомер на вводе водопровода хозяйственной воды и смонтировать современный расходомер с диапазоном измерения 1:250. Расходомер выбрать по фактическому расходу хозяйственной воды согласно требованиям СНиП 2.04.01-85*, пункт 11.2.	Достоверный учет потребляемой хозяйственной воды согласно требованиям Федерального закона "Об энергосбережении" статья 11.
3	Рассмотреть целесообразность снижения температуры уходящих газов от котлов ниже 100 – 120 <sup>0</sup> С с целью предотвращения образования конденсата в дымовой трубе.	Продление срока службы эксплуатации дымовой трубы.
4	Загрузку котлов осуществлять с учетом фактического КПД котлов	Экономия природного газа.
5	Выполнить режимную наладку котлов	Исключение перерасхода газа котлами.
6	Выполнить проект и смонтировать оборудование для водоподготовки	Требования Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок, пункт 6.2.53 и Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов с давлением пара не более 0,7 кгс/см <sup>2</sup> , водогрейных котлов и водонагревателей с температурой воды не выше 115 <sup>0</sup> С, пункт 6.1.
7	Восстановить тепловую изоляцию трубопроводов и арматуры в котельной.	Требования Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (РД 34.20.501-95), пункт 4.9.11. Экономия тепловой энергии.
8	Выполнить качественную обмуровку котлов, у которых температура обмуровки превышает нормативную и составляет более 45 <sup>0</sup> С.	Требования Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации РД 34.20.501-95, пункт 4.3.30. Уменьшение подсосов воздуха.
<b>Высокотратные мероприятия</b>		
9	При капитальном ремонте тепловых сетей тепловую изоляцию трубопроводов выполнять из новейших материалов, например из пенополиуретана. Толщину тепловой изоляции выполнять по проекту согласно новым требованиям нормативных документов.	Снижение потерь тепловой энергии.
10	Продолжить работу по наладке тепловых сетей. Вести постоянный мониторинг по качеству наладки и сохранности установленных ограничительных диафрагм в тепловых узлах потребителей.	Пропорциональное распределение тепловой энергии по потребителям согласно тепловых нагрузок. Экономия электрической энергии сетевых насосов в котельных.

Для реализации рекомендаций энергоаудиторов по использованию потенциала энергосбережения обследуемых объектов необходимо создать систему мотивации собственников предприятий к повышению энергоэффективности и реализации соответствующих мероприятий, а также оказывать содействие развитию организационной, научно-технической и инновационной деятельности в области энергосбережения на уровне страны и регионов. При этом следует иметь в виду, что повышение энергосбережения и энергоэффективности представляет собой чаще всего достаточно затратный и наукоемкий процесс, требующий существенных инвестиций в разработку и внедрение эффективных методов организации управления и внедрение новых технологий в области производства, передачи и использования топливно-энергетических ресурсов. Поэтому без активного участия государства и организаций, занимающихся энергетическими обследованиями, решение данной проблемы не представляется возможным.

Для того, чтобы энергоаудит действительно мог быть использован в качестве инструмента повышения экономической эффективности нефтегазовых предприятий, недостаточно только разработки предложений энергоаудиторов, которые обычно носят лишь рекомендательный характер. Это связано с тем, что практическая реализация мероприятий зависит от решений руководства предприятия - заказчика, а также наличия у данного предприятия необходимых финансовых, кадровых и материальных ресурсов. Поэтому, часто происходит так, что рекомендации энергоаудиторов не выполняются или выполняются некачественно и конечным результатом энергетического обследования становится не снижение энергоемкости исследуемых объектов, а составление их энергетических паспортов и технических отчетов. В отчетах отражаются типовые рекомендации по снижению энергозатрат и повышению энергоэффективности предприятия.

Часто в результате поверхностного обследования энергоаудиторов, нефтегазовые предприятия получают типовые рекомендации. С одной стороны, все предприятия нефтегазового комплекса очень похожи друг на друга и

обследование нескольких типовых объектов позволяет сформировать базу для выработки стандартных рекомендаций. С другой стороны, каждое предприятие нефтегазового комплекса обладает своей спецификой, что требует внимательного изучения и разработки индивидуальных рекомендаций, в том числе и связанных с использованием инновационных технологий. В рекомендациях необходимо отражать весь комплекс предлагаемых инновационных мероприятий, как технологических, так и организационных.

Для того, чтобы у энергоаудиторов была заинтересованность в качественном проведении энергетических обследований, разработке индивидуальных рекомендаций для каждого объекта и их последующем выполнении, необходимо создать систему мотивации. Например, если в результате внедрения рекомендаций энергоаудиторов обследуемое предприятие получит ожидаемую экономию энергоресурсов, то определенный процент прибыли от этой экономии должен получить энергоаудитор в качестве премии. Использование такой системы вознаграждения позволит повысить качество работы энергоаудиторских фирм.

В настоящее время, повышенный интерес к энергосбережению и повышению энергетической эффективности предприятий и организаций обусловил увеличение количества энергоаудиторских фирм. К концу 2010 года насчитывалось более трех тысяч членов саморегулируемых организаций энергоаудиторов. Однако в сфере энергоаудита наблюдается нехватка квалифицированных специалистов, имеющих высшее техническое образование, прошедших дополнительную подготовку на специальных краткосрочных курсах и обладающих знаниями в области проектной работы [64]. Рекомендации по курсам специальной подготовки энергоаудиторов содержатся в Приказе Минэнерго РФ № 148 от 7.04.2010 г. «Об организации работы по образовательной подготовке и повышению квалификации энергоаудиторов для проведения энергетических обследований в целях эффективного и рационального использования энергетических ресурсов». Курс специальной подготовки профессиональных энергоаудиторов, как правило, включает в себя

вопросы нормативно-методического обеспечения энергосбережения, теории и практики проведения энергетических обследований, методического и приборного обеспечения энергоаудита, а также типовые энергосберегающие мероприятия.

Таким образом, эффективность энергоаудита как инструмента повышения экономической эффективности предприятий нефтегазового комплекса в настоящее время значительно снижается ввиду отсутствия механизмов реализации рекомендуемых мероприятий по повышению энергосбережения и энергоэффективности, нехватки квалифицированных специалистов, обладающих необходимыми знаниями и опытом в сфере энергоаудита, а также неразвитости инфраструктуры реализации и распространения энергосберегающих инноваций.

## **2.2 Модифицированная методика энергетического аудита нефтегазодобывающих предприятий**

Энергетическое обследование нефтегазодобывающего предприятия предполагает оценку всех аспектов его деятельности, которые связаны с затратами на топливо, энергию различных видов и некоторые ресурсы, например, воду. Энергоаудит проводится с целью оценки эффективности использования ТЭР и разработки эффективных мероприятий для снижения энергозатрат предприятия. При проведении энергетического обследования решается ряд задач, последовательность которых представляет собой стандартную методику проведения энергоаудита. Также, у предприятия - заказчика могут быть дополнительные требования к составу и объему проводимых при обследовании работ. Для этого возможна организация совместной работы квалифицированных инженеров и экспертов в области энергоаудита с эксплуатационным персоналом и специалистами предприятия – заказчика.

В методику проведения энергетического обследования входит

документальное и инструментальное обследование. Документальное обследование проводится с целью оценки эффективности использования ТЭР на объектах по данным государственной статистической и эксплуатационно-технической отчетности; оценки эффективности работы оборудования за анализируемый период. Схема документального энергетического обследования приведена на рисунке 2.2.

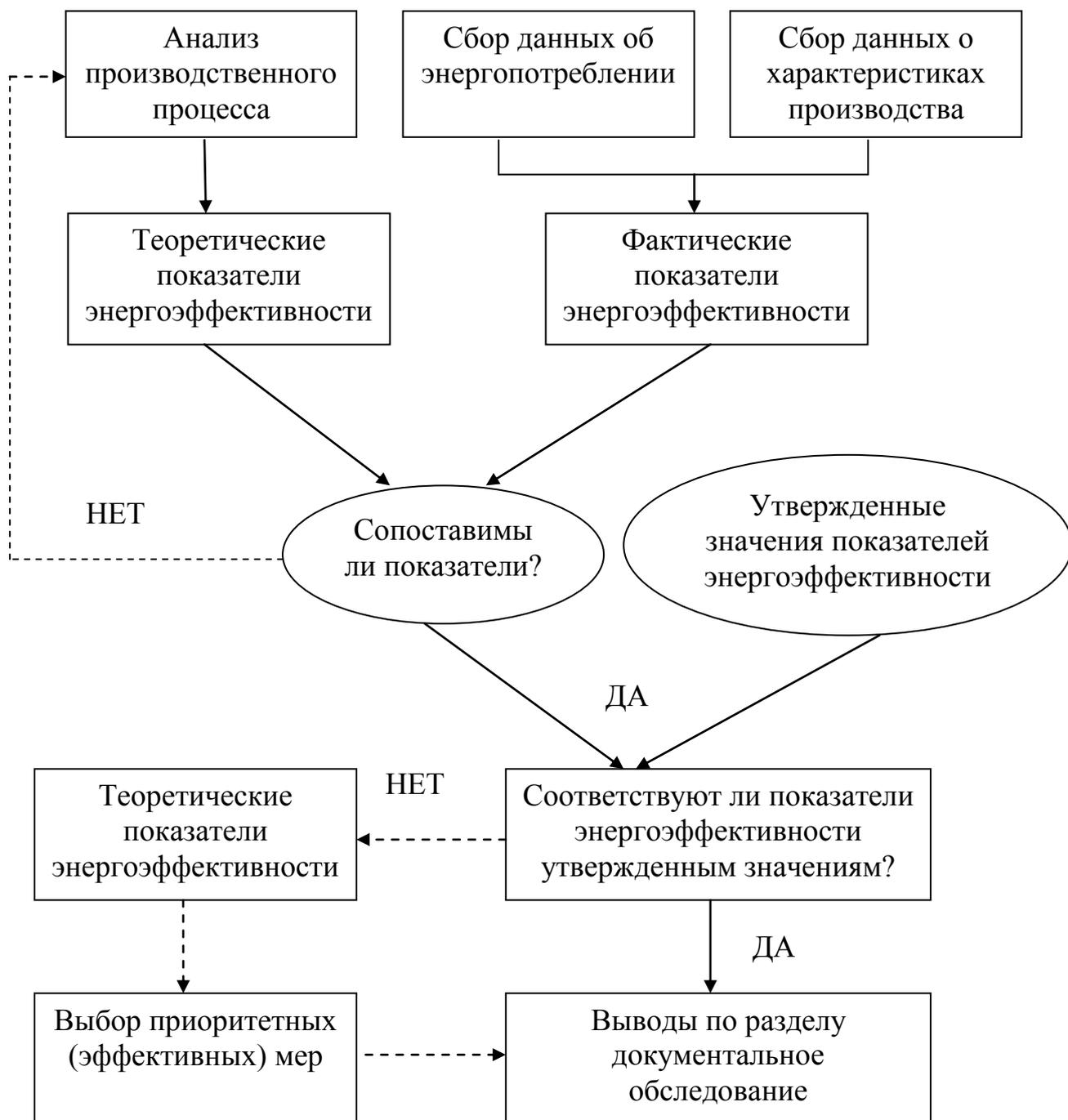


Рисунок 2.2 – Схема документального энергетического обследования

Инструментальное обследование проводится с целью оценки эффективности работы оборудования, его фактических эксплуатационных параметров, расчета баланса потребления и распределения энергоресурсов, проверки соответствия фактических показателей энергоэффективности нормативным и паспортным значениям. Обследование проводится с помощью переносных и штатных измерительных приборов на существующих в момент проведения работ нагрузках [19].

Для повышения эффективности процессов энергосбережения предлагается модифицированная методика проведения энергоаудита нефтегазовых предприятий, важной задачей которой является формирование инфраструктуры распространения рекомендаций (в том числе инновационных) в области повышения энергосбережения [109, 111]. Предлагаемая методика энергоаудита включает обязательные этапы обследования систем тепло- и электроснабжения предприятия с последующей разработкой и реализацией рекомендаций и мероприятий по сокращению потерь всех видов ТЭР. Основная идея модификации методики состоит в том, что после документального и инструментального энергетического обследования с помощью мобильной энергосервисной группы энергоаудита проводится реализация энергосберегающих мероприятий. В результате этого, работа энергоаудиторов уже не будет носить лишь рекомендательный характер, а позволит получить практические результаты в виде экономии ТЭР. Для промышленных предприятий проведение энергоаудита по модифицированной методике можно рассматривать как организационно-экономический инструмент сокращения потерь энергоресурсов на основе внедрения рекомендаций по энергосбережению [105, 107].

Модифицированная методика энергетического обследования состоит из следующих этапов:

- 1) документальное обследование;
- 2) инструментальное обследование;
- 3) расчет возможной экономии энергоресурсов и подготовка мероприятий

по сокращению объемов потребления ТЭР;

4) реализация мобильной энергосервисной группой (МЭГ) рекомендаций и мероприятий по сокращению объемов потребления ТЭР;

5) контрольные замеры энергоаудиторов после работы МЭГ;

6) составление энергопаспорта обследуемого предприятия с учетом реализации МЭГ энергосберегающих мероприятий.

Блок-схема модифицированной методики энергоаудита представлена на рисунке 2.3.

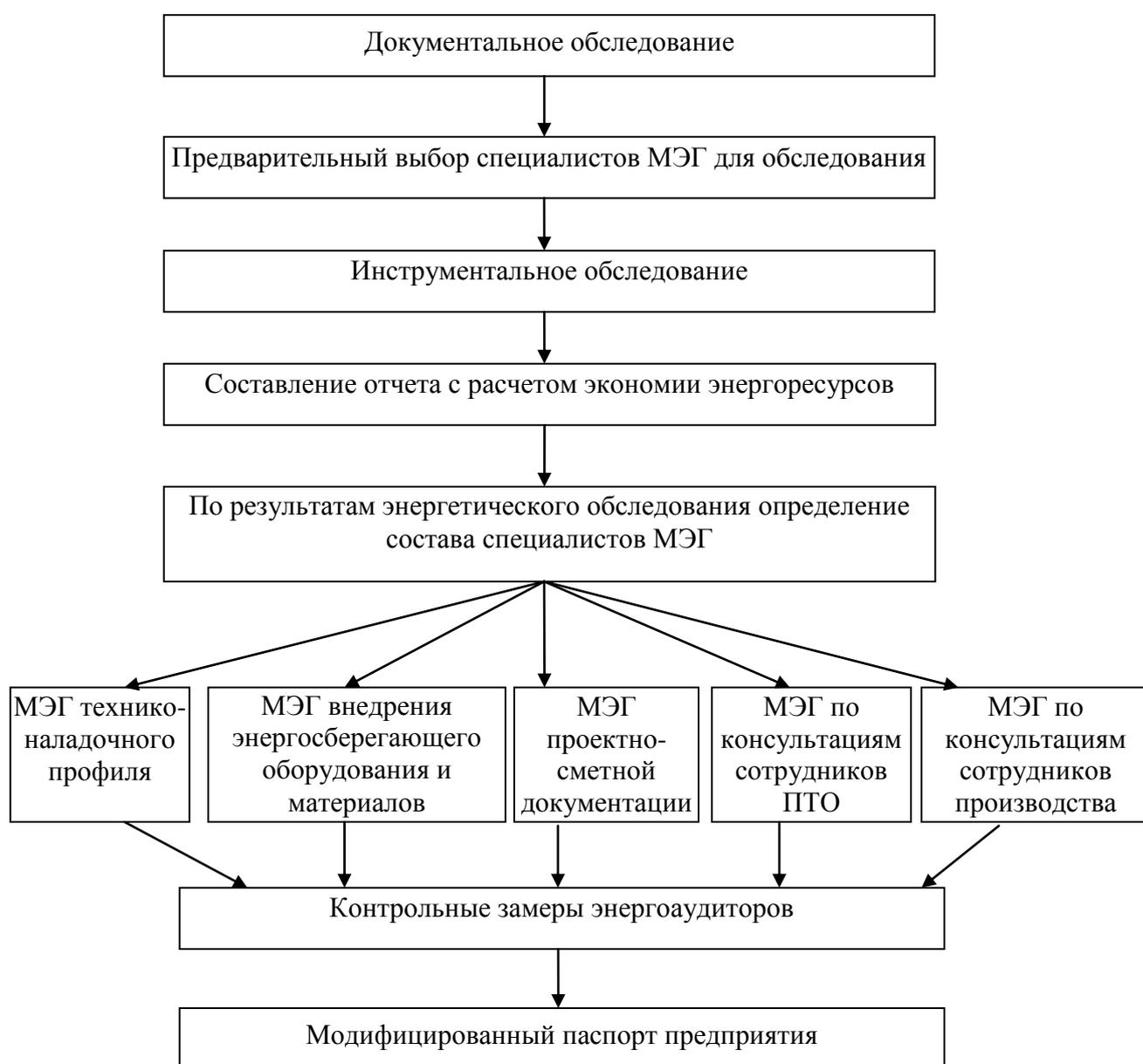


Рисунок 2.3 – Блок-схема модифицированной методики энергоаудита

Рассмотрим подробнее этапы предлагаемой методики энергетического обследования и мобильную энергосервисную группу как основной элемент инфраструктуры энергосбережения и субъект энергоаудита.

Как было установлено, рекомендации энергоаудиторов по повышению энергоэффективности обследуемых предприятий часто не выполняются. Для того, чтобы реализовать весь комплекс необходимых мер по энергосбережению, нужны новые, более эффективные организационные инструменты. При этом важную роль играет наличие инфраструктуры реализации и распространения энергосберегающих мероприятий, основным элементом которой может стать мобильная энергосервисная группа, которая включает в себя отделы, занимающиеся осуществлением различных этапов процессов энергетического обследования и энергосбережения на промышленном предприятии.

Предлагается сформировать следующие типы мобильных энергосервисных групп.

1. МЭГ технико-наладочного профиля, в состав которой входят следующие отделы:

- отдел наладки и технического обслуживания,
- отдел автоматизации,
- отдел обслуживания узлов учета,
- отдел наладки тепловых сетей.

2. МЭГ внедрения энергосберегающего оборудования и материалов;

3. МЭГ проектно-сметной документации;

4. МЭГ по консультациям сотрудников ПТО;

5. МЭГ по консультациям сотрудников производства.

В таблице 2.3 представлены типы МЭГ и их функции, приведен перечень оборудования, необходимого для обеспечения работы отделов МЭГ и категории специалистов, привлекаемых для реализации работ по энергетическим обследованиям [108].

Таблица 2.4 – Типы МЭГ, их функции, необходимое оборудование и специалисты

Типы МЭГ	Функции	Описание процессов и оборудования	Специалисты
МЭГ технико-наладочного профиля:			
- отдел наладки и технического обслуживания	Пуск, испытания, наладка котельного оборудования; техническое обслуживание котельных установок	Котлы и котельно-вспомогательное оборудование	Инженеры по: наладке котлов; наладке котельно-вспомогательного оборудования; наладке водоподготовки.
- отдел автоматизации	Обеспечение энергоэффективного управления технологического оборудования котельной	Автоматизированные системы учета энергоресурсов; Автоматизация горения топлива в котельных установках; Автоматизация полноты сгорания топлива	Инженер КИПиА
- отдел обслуживания узлов учета	Реконструкция и настройка узлов учета	Теплосчетчики в комплекте; водомеры; счетчики газа.	Инженер теплотехник; инженер метролог; инженер электроник
- отдел наладки тепловых сетей	Наладка тепловых сетей с целью создания надежного и экономичного распределения теплоносителя по потребителям	Тепловые сети; тепловые пункты	Инженер теплотехник
МЭГ внедрения энергосберегающего оборудования и материалов	Внедрение инновационных энергосберегающих материалов и оборудования	Котлы и котельно-вспомогательное оборудование; оборудование водоподготовки; теплообменники; насосы с частотным регулированием; теплоизоляционные материалы	Инженер, слесарь, электросварщик
МЭГ проектно-сметной документации	Составление рабочего проекта, рабочей документации, сводный сметный расчет, сводка затрат, объектные и локальные сметные расчеты	Котельные; тепловые сети ЦТП.	Инженер-проектировщик
МЭГ по консультациям сотрудников ПТО	Осуществляет подготовку и	Теплоснабжение	Инженер теплотехник
МЭГ по консультациям сотрудников производства	переподготовку сотрудников ПТО и производства в области энергосбережения.		

1. В состав МЭГ технико-наладочного профиля входят следующие отделы: отдел наладки и технического обслуживания, отдел автоматизации, отдел обслуживания узлов учета, отдел наладки тепловых сетей. Рассмотрим их функции на примере объектов тепловых сетей.

В модифицированной методике энергетического обследования предлагается привлекать специалистов МЭГ технико-наладочного профиля на начальном этапе обследования. Это связано с тем, что при документальном обследовании выявляется много ошибок в обработке исходных данных, в результате чего коэффициент полезного действия (КПД) котельной может оказаться более 100%. Затем эти ошибки появляются в годовых отчетах предприятия. На этапе документального обследования на основе исходной документации и опыта проведения энергетических обследований определяется состав специалистов, входящих в МЭГ технико-наладочного профиля. Как правило, при обследовании сразу выявляется снижение КПД котлоагрегатов; ошибки монтажа и программирования узлов учета; отсутствие наладки тепловых сетей. Формирование группы из других специалистов производится в процессе энергетического обследования в зависимости от выявленных проблем производства.

1) Отдел наладки и технического обслуживания.

Данный отдел осуществляет наладочные работы оборудования. Например, при вводе в эксплуатацию действующих котельных установок (новых, после модернизации или реконструкции) при переходе на другой вид топлива проводятся пусконаладочные работы по котлам, вспомогательному оборудованию (пуско-наладка котельного оборудования), устройствам и системам, обеспечивающим надежную работу котельных в режиме экономии топливно-энергетических ресурсов. В состав пусконаладочных работ по котлам входят: проверка правильности монтажа котельного и горелочного оборудования, проверка системы на герметичность, проверка заземления, запуск, настройка процесса горения, проверка и регулировка работы котла во всех режимах, съем с датчиков показаний по параметрам работы котлов и

горелок и составление соответствующих актов. На основе результатов пусконаладочных испытаний устанавливается режим работы котлов и другого оборудования котельной установки, разрабатываются режимные карты.

В состав режимно-наладочных испытаний входят: подготовительные работы; экспериментальные работы; балансовые испытания с выдачей режимных карт. При обследовании котлоагрегатов в большинстве случаев КПД котла по сравнению с режимной картой снижен, что приводит к увеличению потребления топлива. Поэтому целесообразно после обследования котлоагрегатов сразу на месте делать пуско-наладочную работу.

## 2) Отдел автоматизации.

В настоящее время к характеристикам теплогенерирующего и вспомогательного оборудования современных котельных предъявляются высокие требования, относящиеся к количеству, качеству и длительности работы. Современные типовые схемы котельных существенно отличаются от применявшихся ранее. Для целей автоматизации управления работой котельной используются универсальные программируемые логические контроллеры. Применение контроллеров делает автоматику управления котельной более интеллектуальной, что способствует лучшему взаимодействию гидравлики котельной и автоматики управления. В современных условиях контроллеры становятся необходимым элементом в оборудовании котельной. Кроме того, автоматизация технологического процесса позволяет уменьшить затраты энергоресурсов на выработку тепловой энергии, а также исключить ошибочное влияние человеческого фактора. В тоге автоматизация позволит предотвратить дефицитность топливно-энергетических балансов на федеральном, региональном и муниципальном уровнях и обеспечит гибкое реагирование на изменения в работе подконтрольных объектов.

## 3) Отдел обслуживания узлов учета.

При проведении энергетических обследований часто выявляется факт несоответствия отпускаемой тепловой энергии и теплоносителя требованиям

Правил учета тепловой энергии и теплоносителя. Необходимо при расчете тепловой энергии учитывать температуру и давление холодной исходной воды (пункт 2.1.2). В алгоритме расчета отпускаемой тепловой энергии участвует энтальпия холодной воды, используемой для подпитки. В большинстве случаев алгоритм расчета в вычислителе запрограммирован неверно. Формирование в составе МЭГ отдела обслуживания узлов учета позволит выявить и предотвратить нерациональные затраты на внутреннее энергообеспечение, эффективно использовать топливно-энергетические ресурсы.

#### 4) Отдел наладки тепловых сетей.

Во многих регионах техническое состояние систем теплоснабжения считается неудовлетворительным с позиции гидравлического режима. Перед непосредственной наладкой тепловых сетей, необходимо провести их энергетическое обследование и разработать мероприятия по оптимизации схемы системы теплоснабжения. При этом проходят обязательную проверку требуемые тепловые нагрузки у потребителей и определяется их оптимальное значение. Осуществляются расчеты фактического теплового и гидравлического режимов, анализируется температурный график функционирования системы теплоснабжения, ее конфигурация. При энергоаудите систем теплоснабжения обследуются тепловые сети и тепловые вводы потребителей. На многих обследуемых объектах тепловые сети находятся в аварийном состоянии; тепловая изоляция разрушена, местами полностью отсутствует, соответственно фактические потери превышают нормативные более чем в два раза; отсутствует наладка тепловых сетей.

#### 2. МЭГ внедрения энергосберегающего оборудования и материалов.

После завершения энергетического обследования для реализации энергосберегающих мероприятий необходимо внедрение современных энергосберегающих материалов и оборудования.

К энергосберегающему оборудованию относятся:

- фильтры-грязевики инерционно-гравитационные;
- ультразвуковые антинакипные установки;

- электронасосные установки с широким диапазоном рабочих характеристик и применением регулируемого электропривода;

- утилизаторы теплоты уходящих дымовых газов, сбрасываемых потоков воды, пара и конденсата;

- оборудование водоподготовки [21].

К энергосберегающим материалам относятся:

- теплоизоляционные материалы для трубопроводов тепловых сетей, стен, крыши, пола и т.д.

- жидкие энергосберегающие покрытия (пленки, краски, лаки, штукатурки, монтажная пена и т.д.).

### 3. МЭГ проектно-сметной документации.

Проектно-сметная документация является сопроводительной частью любого проекта, в том числе и проекта реализации энергосберегающих мероприятий, рекомендованных по результатам энергоаудита. В стандартный комплект сметной документации, разрабатываемой проектировщиками в процессе технико-экономического обоснования проекта (рабочего проекта, рабочей документации) обычно входит следующая сметная документация: сводный сметный расчет, сводка затрат, объектные и локальные сметные расчеты, сметные расчеты на проектно-изыскательские и научно-исследовательские работы, ведомость сметной стоимости реализации мероприятий, входящих в разработанную программу энергосбережения. В состав рабочего проекта входят: сметы по исследуемым объектам и их элементам, расчет сметной стоимости производимой продукции. В составе сметной документации могут присутствовать калькуляции стоимости работ, которых нет в действующих сборниках нормативов.

В составе проекта присутствуют:

- сводка затрат (при необходимости);

- сводный сметный расчет стоимости мероприятий;

- объектные и локальные сметные расчеты;

- сметные расчеты на отдельные виды затрат.

МЭГ проектно-сметной документации выполняет достаточно большой объем вспомогательных функций при проведении энергетических обследований.

#### 4. МЭГ производственно-консультативного профиля.

На базе данной МЭГ осуществляется подготовка и переподготовка сотрудников производственно-технического отдела (ПТО) предприятия и производства в области энергосбережения. Это необходимо при недостаточной квалификации персонала предприятий в сфере энергосбережения при организации проведения энергоаудита совместно с сотрудниками предприятия или в рамках программ повышения их квалификации.

После завершения энергетического обследования, выполненного с использованием предложенной модифицированной методики, заказчик получает: описание состояния энергетического хозяйства; перечень и технические характеристики энергооборудования; методику проведения испытаний и измерений; характеристику действующих систем предприятия с указанием энергозатратных узлов и оборудования; рекомендации по устранению энергозатрат; результаты расчетов по экономии ТЭР; отчет о проделанной работе мобильной энергосервисной группы, в котором описываются этапы проведения всех технических работ и приведены все полученные результаты. Для более успешной реализации модифицированной методики энергетического обследования предлагается установить систему вознаграждения энергоаудиторов, входящих в мобильную энергосервисную группу в виде 3% от сэкономленных в результате проведения энергоаудита и внедрения рекомендаций расходов на ТЭР. Например, при обследовании тепловых сетей на Заполярном нефтегазовом месторождении протяженностью 1,82 км выявлены тепловые потери 200,4 Гкал в год, что составляет 838 тыс. руб. в год. Получая премию в размере 3% от 838 тыс. руб. (25 тыс. руб.), энергоаудитор имеет существенный стимул для качественного проведения обследования.

### 2.3 Организационно-экономический механизм повышения энергоэффективности нефтегазодобывающих предприятий на основе модифицированной методики энергетического аудита

В диссертации разработан организационно-экономический механизм повышения энергоэффективности нефтегазодобывающих предприятий на основе предложенной модифицированной методики энергетического аудита, реализуемый с помощью мобильной энергосервисной группы, который представлен на рисунке 2.4 [104, 112].

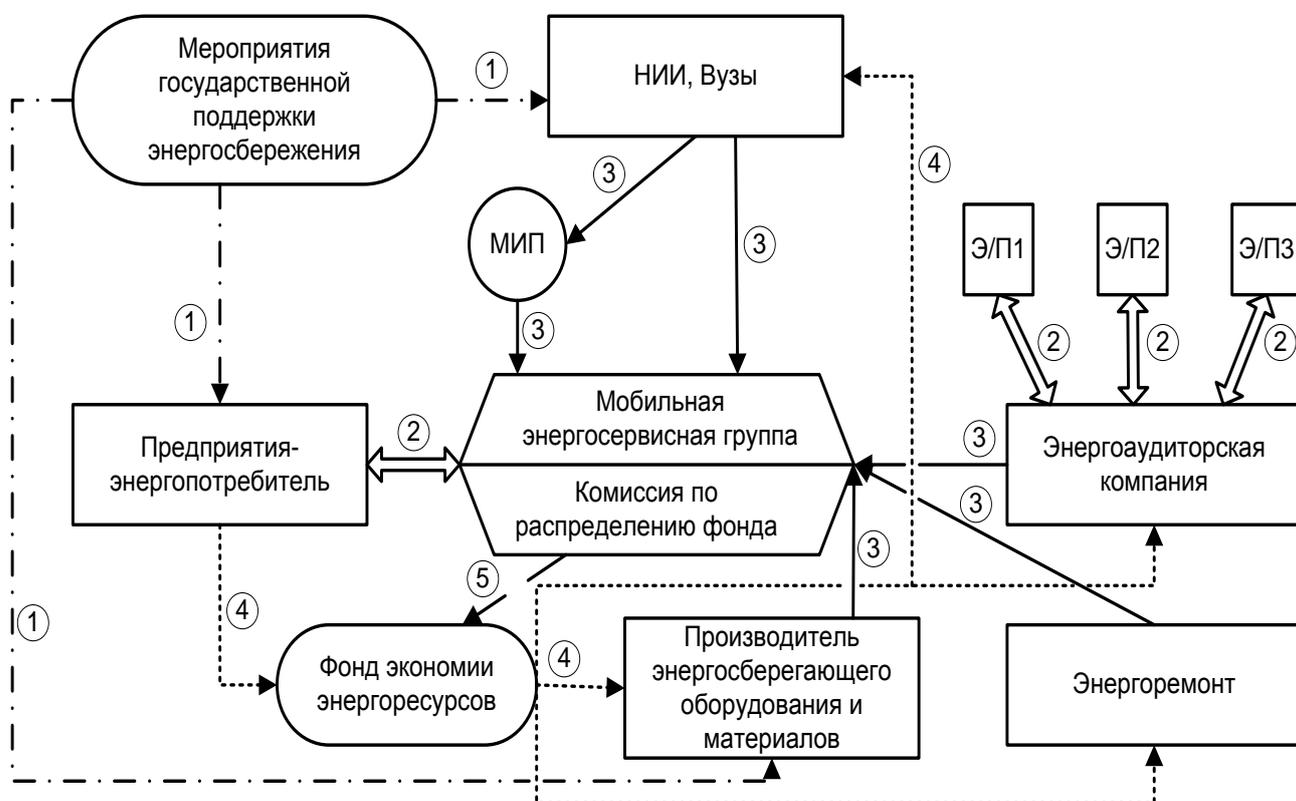


Рисунок 2.4 – Блок-схема механизма распространения мобильной энергосервисной группой инноваций в области энергосбережения

Цифрами на рисунке 2.4 обозначены:

1 – меры государственной поддержки энергосбережения, направляемые различным участникам механизма;

2 – процессы энергетического обследования, осуществляемые

энергоаудиторскими компаниями и мобильными энергосервисными группами, в результате, которых обследуемые объекты получают энергетические паспорта;

3 – привлекаемые специалисты (НИИ, вузы, малые инновационные предприятия, энергоремонтные организации, производители энергосберегающего оборудования и энергоэффективных материалов);

4 – потоки распределения денежных средств между участниками механизма;

5 – решение комиссии по распределению фонда экономии энергоресурсов.

Основную роль в выполнении бизнес-процессов энергосбережения и распространения энергосберегающих мероприятий в данном механизме играют мобильная энергосервисная группа и комиссия по распределению фонда экономии энергоресурсов.

Рассмотрим взаимодействие всех элементов инфраструктуры, представленных на рисунке 2.2.

На рисунке показано, что органы государственной власти осуществляют поддержку деятельности: научно-исследовательских институтов (НИИ); университетов; малых инновационных предприятий (МИП); организаций занимающихся производством энергосберегающего оборудования; предприятий – энергопотребителей.

Научно-исследовательские и опытно-конструкторские организации, создаваемые при министерствах, академических, а также крупных учебных заведениях, являются основными организациями по разработке новых энергосберегающих технологий.

МИП, создаваемые при университетах, являются связующим звеном между наукой и реальным сектором экономики страны, так как реализуют наиболее рискованные инновации, способствующие переходу отечественной экономики к экономике знаний. МИП могут быть не только источником инноваций, но и важным звеном в процессе их воспроизводства, которое

обеспечивает коммерциализацию новых технологий и их реализацию в промышленности. МИП в последнее время приобретают все большее значение для реализации инновационной политики экономического развития Российской Федерации. Популярность данной организационной формы разработки и коммерциализации инноваций обусловлена рядом причин:

- создание МИП требует минимальных капиталовложений;
- МИП динамичны, способны быстро приспосабливаться к изменениям внешней среды и реагировать на развитие научно-технического прогресса и появление новых технологий и оборудования;
- малые инновационные предприятия осуществляют реализацию большого количества самых рискованных инновационных проектов, обеспечивая внедрение новшеств в производство;
- МИП могут выступать как разработчиками, так и реализаторами новых технологий, что позволяет сократить инновационный цикл.

Следует отметить, что МИП, занимающиеся разработкой и внедрением инноваций в области энергосбережения в нефтегазовом комплексе могут воспользоваться различными инструментами государственной поддержки энергосбережения, малого бизнеса и предприятий нефтегазовой отрасли (налоговые льготы, гранты, субсидии, льготное кредитование, государственные гарантии и т.д.) [15].

Государственная поддержка предприятий по производству энергосберегающего оборудования и материалов позволит им существенно повысить объемы и качество производимой продукции, что обеспечит более высокий уровень эффективности и надежности тепло- и электроснабжения предприятий – потребителей топлива и энергии, сократятся объемы потребления и потери ТЭР.

Различают следующие виды энергосберегающего оборудования, которое может использоваться мобильной энергосервисной группой непосредственно в процессе энергетического обследования и при последующем внедрении разработанных предложений:

1. Измерительное оборудование и оборудование для наладки. Качественное энергетическое обследование и правильная наладка оборудования требует использования новых и как можно более высокоточных приборов. При проведении энергетического обследования для диагностики обследуемых объектов используются следующие виды измерительного оборудования:

- газоанализатор – прибор, позволяющий определить качественный и количественный состав газовых смесей; многофункциональный прибор для измерения абсолютного и дифференциального давления, влажности, температуры, углекислого газа;

- тепловизор – прибор, предназначенный для наблюдения за распределением температуры исследуемой поверхности;

- расходомер – устройство, применяемое для измерения расхода и скорости течения воды в трубопроводах;

- контактный термометр – прибор используемый, для измерения температуры;

- толщиномер – прибор для измерения толщины материала;

- электроизмерительные клещи – прибор для измерения силы тока и электрического напряжения без электрического контакта с токонесущими проводами (шинами);

- пирометр – прибор, предназначенный для измерения температуры бесконтактным способом;

- трехфазный анализатор количества и качества электроэнергии – прибор, предназначенный для измерения основных электрических характеристик;

- мультиметр – компактный, износостойкий; 3,5-разрядный мультиметр используется для целей измерения постоянного и переменного напряжения, постоянного и переменного тока, сопротивления, емкости, проверки диодов, транзисторов, звуковой прозвонки;

- бесконтактный фото-тахометр – используется при бесконтактном измерении скорости вращения в труднодоступных узлах и агрегатах, а также для измерения угловых скоростей валов с малым инерционным моментом;

- портативный измеритель уровня шума – используется, если необходима быстрота и точность измерения уровня шума (звука); часто востребован при обеспечении техники безопасности, в сфере охраны труда, в здравоохранении и при контроле уровня звука;

- люксметр – переносный прибор для измерения степени освещенности;

- лазерный дальномер – прибор для измерения расстояний с применением лазерного луча;

- термоанемометр – прибор предназначенный для точного определения скорости потока воздуха, температуры окружающей среды и измерения объема воздушного потока в рабочем процессе.

## 2. Оборудование для рекламной установки.

Установка энергосберегающего оборудования на непродолжительный период времени в рамках проведения рекламной акции или проверки опытного образца инновационной техники позволяет предприятию оценить потенциальную рентабельность приобретения данного оборудования и степень снижения энергоемкости производимой продукции. Специалисты мобильной энергосервисной группы по результатам проведения энергетического обследования предприятия должны порекомендовать ему определенный вид энергосберегающего оборудования и могут организовать предварительную проверку опытного образца такого оборудования непосредственно на производстве.

## 3. Оборудование для постоянной установки.

Оборудование может быть установлено на постоянной основе, либо после его результативного использования во время рекламной акции (проверки опытного образца), либо без предварительных испытаний, если имеются достоверные сведения о его характеристиках (объемы потребляемых

энергоресурсов, процент отходов и потерь, материалоемкость и другие важные характеристики).

Помимо энергосберегающего оборудования специалисты мобильной энергосервисной группы могут порекомендовать предприятию перейти на использование в рамках основной или вспомогательной деятельности инновационных энергосберегающих материалов.

К инновационным энергосберегающим материалам можно отнести, например, напыленный пенополиуретан для тепловой изоляции тепловых сетей. Слой напыленного пенополиуретана получается сплошным, без стыков и образования так называемых «мостиков холода». Между слоем пенополиуретана и поверхностью не остается прослойки, в которой могла бы образовываться и скапливаться влага. К достоинству напыляемого пенополиуретана можно также отнести и невозможность хищений даже на неохраняемых объектах.

Роль государственной поддержки энергосбережения в механизме повышения энергоэффективности нефтегазодобывающих предприятий выражается не только в непосредственном стимулировании экономических субъектов – участников механизма, но и в разработке государственных программ поддержки энергосбережения и инноваций. Например, государственная программа Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года», утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 года № 2446-р; государственная программа Российской Федерации «Экономическое развитие и инновационная экономика», утвержденная распоряжением Правительства РФ от 29 марта 2013 года N 467-р.; Стратегия инновационного развития Российской Федерации на период до 2020 года, утвержденная распоряжением Правительства РФ от 8 декабря 2011 г. № 2227-р и др. Перечисленные документы по энергосбережению и инновационному развитию страны также были учтены в диссертационном

исследовании при разработке механизма повышения энергоэффективности нефтегазовых предприятий.

В настоящее время в России используется достаточно разнообразный перечень мер государственной поддержки энергосбережения:

1. Стимулирование инвестиционной активности в сфере энергосбережения и повышения энергетической эффективности (погашение части кредитных ставок при финансировании инвестиционных программ; прямые инвестиции; софинансирование и субсидии, предоставляемые из федерального бюджета).

2. Стимулирование использования энергосервисных договоров (контрактов) с энергосбытовыми компаниями.

3. Поддержка региональных, муниципальных программ, касающихся энергосбережения и повышения энергоэффективности экономики.

4. Осуществление программ стимулирования производства и реализации товаров, характеризующихся высокой энергоэффективностью.

5. Содействие осуществлению образовательной деятельности в сфере энергосбережения и информационного обеспечения мероприятий по энергосбережению [9, 23, 38].

Основным структурно-организационным элементом инновационной инфраструктуры в предложенном механизме является мобильная энергосервисная группа, которая работает с привлечением специалистов энергоаудиторских компаний, НИИ, вузов, МИП, энергоремонтных фирм и организаций, производящих энергосберегающее оборудование. Энергоаудиторская компания, имея большой опыт энергетических обследований предприятий, на стадии документального обследования определяет предварительный состав специалистов МЭГ для обследований предприятия. По завершению инструментальных обследований энергоаудита определяется окончательный состав специалистов МЭГ. В состав группы могут входить производители энергосберегающего оборудования и специалисты энергоремонта.

Важной задачей модифицированной процедуры проведения энергетического обследования является формирование инфраструктуры передачи инноваций в области энергосбережения. Для реализации энергосбережения необходимо, чтобы было организовано взаимодействие мобильной энергосервисной группы с важнейшими субъектами инновационной деятельности и процессов энергосбережения, такими как: научно-исследовательские институты (НИИ), вузы, МИП, государственные центры энергосбережения, производители энергосберегающего оборудования, организации занимающиеся энергоремонтом. МЭГ может взаимодействовать с выше перечисленными организациями по вопросам распространения инноваций и обменом опытом в сфере повышения энергоэффективности нефтегазодобывающих предприятий. Внедрение МЭГ в энергетическое обследование позволяет нефтегазодобывающим предприятиям реализовать рекомендации по энергосбережению, снизив тепловые и электрические потери.

Основная идея создания вышеизложенного механизма заключается в том, чтобы предложения энергоаудиторов имели не только рекомендательный характер, но и были реализованы с помощью мобильной энергосервисной группы. Наличие у МЭГ специального энергодиагностического оборудования позволяет автоматизировать процессы энергетических обследований; составления энергетических паспортов и выработки рекомендаций по повышению энергоэффективности обследуемых объектов с указанием конкретных мероприятий. Наличие у предприятий – потребителей топливно-энергетических ресурсов энергетических паспортов, составленных по предложенной в диссертации модифицированной методике энергетического обследования, в которых будут описаны инновационные энергосберегающие мероприятия, приведены расчеты эффективности их применения в производственных процессах позволит органам государственной власти обеспечить обоснованное оказание государственной поддержки определенных программ в области энергосбережения, реализуемых данными предприятиями [110].

Основным отличием предложенного организационно-экономического механизма является направленность на мотивирование различных экономических субъектов к реализации рекомендаций по энергосбережению, выработанных по результатам энергоаудита на основе интеграции их экономических интересов. Одной из основных личных заинтересованностей энергоаудиторов в реализации предложенных рекомендаций является получение премий как процент от сэкономленных в результате проведения энергоаудита и реализации рекомендаций денежных средств. Комиссия по распределению фонда экономии энергоресурсов определяет процент прибыли от реализации рекомендаций. Фонд экономии энергоресурсов распределяет денежные средства между организациями, выполнявшими работу по реализации рекомендаций энергоаудиторов. Таким образом, вклад государственных программ в стимулирование энергосбережения и повышение энергетической эффективности промышленных предприятий заключается не только в использовании инструментов прямой поддержки предприятий, реализующих инвестиционные проекты по энергосбережению, но и в контроле за эффективным использованием бюджетных средств, предоставляемых для осуществления энергосберегающих мероприятий.

В целом решение проблемы энергосбережения и повышения энергетической эффективности связано с необходимостью изменения системы отношений на энергетических рынках, замены и модернизации значительной части производственной, инженерной инфраструктуры и ее развития на новой технологической базе. В предложенном организационно-экономическом механизме повышения энергоэффективности нефтегазодобывающих предприятий заложен инструментальный стимулирующий механизм различных хозяйствующих субъектов и организаций инфраструктуры как к изменению системы взаимоотношений по поводу организации процессов энергосбережения, так и к модернизации материально-технической базы предприятий.

## **2.4 Методика разработки научно-обоснованной структуры энергетического паспорта предприятий нефтегазодобычи**

В диссертации предложена модифицированная структура энергетического паспорта нефтегазового предприятия. Энергетический паспорт предприятия (ЭПП) – это документ, формируемый по результатам энергетического обследования предприятия и содержащий информацию об объемах и структуре производства и потребления ТЭР на предприятии, объемах и структуре их потерь, сведения об эффективности использования энергоресурсов, а также предлагаемые мероприятия по повышению энергоэффективности предприятия. Энергетический паспорт – это четко структурированный документ, формы которого законодательно регламентированы и заполняются согласно результатам энергетического обследования. В энергетический паспорт сводятся имеющиеся и рекомендуемые показатели потребления ТЭР и энергетической эффективности обследуемого объекта, а также возможные мероприятия по использованию выявленного потенциала энергосбережения [6].

Проведение энергетических обследований и составление энергетических паспортов обследуемых объектов требуют соблюдения с Федерального закона «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.2009 г. №261-ФЗ, а также Приказом Министерства энергетики РФ «Об утверждении требований к энергетическому паспорту, составленному по результатам обязательного энергетического обследования и энергетическому паспорту, составленному на основании проектной документации и правил направления копии энергетического паспорта, составленного по результатам обязательного энергетического обследования» от 19.04.2010 г. № 182.

В энергетическом паспорте предприятия содержатся подробные технические сведения и особенности потребления данным предприятием

топливно-энергетических ресурсов, сгруппированные по следующим пунктам:

- общие сведения об объекте энергоаудита;
- данные по укомплектованности данного объекта энергетического обследования приборами учета;
- данные об объемах используемых на объекте топливно-энергетических ресурсов;
- энергетические балансы по всем видам используемых объектом топливно-энергетических ресурсов и энергии;
- сведения об использовании вторичных, нетрадиционных и возобновляемых источников энергии;
- технические характеристики зданий и сооружений, принадлежащих исследуемому объекту;
- данные по показателям энергетической эффективности деятельности исследуемого объекта;
- сведения о величине потерь транспортируемых (передаваемых) топливно-энергетических ресурсов и предложения по их уменьшению;
- оценка потенциала энергосбережения и максимальной экономии энергоресурсов;
- список стандартных для данной группы объектов мероприятий по увеличению энергосбережения и энергоэффективности.

Кроме того, энергетический паспорт предприятия содержит сведения, характеризующие особенности систем организационного управления ТЭР: сведения об организационной структуре предприятия, его подразделениях и филиалах, осуществляемых видах деятельности; сведения о кадровом обеспечении проведения энергосберегающих мероприятий.

Как показывает практика проведения энергоаудита, некоторые разделы энергопаспорта часто составляются некорректно. В диссертации предлагается модифицированная структура ЭПП, при составлении которого учитываются пожелания предприятий – заказчиков энергоаудита и отражается результат проведенной работы МЭГ. Представляется целесообразным в действующий

энергетический паспорт предприятия внести коррективы в приложения № 2, 3, 6, 13 и добавить новые приложения № 19 и № 20.

1. Приложение № 2 – «Общие сведения об объекте энергоаудита». В данном приложении заполняется таблица, в которой отображаются: объемы производства продукции в натуральном и денежном измерении и объемы потребления ТЭР (см. таблицу 2.5). В данном приложении указывается полное наименование, реквизиты, руководители обследуемого предприятия, объем и номенклатура выпускаемой продукции, численность персонала.

Таблица 2.5 – Исходная форма таблицы в Приложении 2 к энергетическому паспорту предприятия

Наименование	Единица измерения	Предыдущие годы				Отчетный (базисный год) 2013
		2009	2010	2011	2012	
1. Объем выпуска продукции	тыс. руб					
2. Объем выпуска продукции в натуральном измерении, всего	Гкал/кВт.ч/ куб. м					
3. Объем выпуска основной продукции, всего	тыс. руб					
4. Выпуск основной продукции в натуральном измерении, всего	Гкал/кВт.ч/ куб. м					
5. Объем выпуска неосновной продукции	тыс. руб.					
6. Объем потребляемых ТЭР, всего	тыс. т.у.т.					
7. Потребление ТЭР по наименованиям основной продукции, всего	тыс. т.у.т.					

При проверке результатов энергоаудита заказчики часто высказывают замечания по поводу заполнения данной таблицы энергетического паспорта. Предприятия нефтегазодобычи, осуществляют производство и распределение электрической энергии; производство и распределение тепловой энергии; поставку, очистку и распределение питьевой воды; прием, перекачку и очистку хозяйственных стоков. Второй пункт данной таблицы по форме заполнения подразумевает внесение значения объемов производства продукции в натуральном выражении одного «основного» производства. Для большинства обследуемых предприятий это сделать невозможно, так как все виды производства считаются основными. Поэтому целесообразно внести в данный пункт ЭПП коррективы, связанные с детализацией каждой строки таблицы по видам производства: электроэнергия, тепловая энергия, водоснабжение, водоотведение и т.д. С учетом дополнений, таблица будет выглядеть следующим образом (см. таблицу 2.6).

Таблица 2.6 – Модифицированная форма таблицы в Приложении 2 к энергетическому паспорту предприятия

Наименование	Единица измерения	Предшествующие годы				Отчетный (базисный год) 2013
		2009	2010	2011	2012	
1. Объем выпуска продукции <b>1.1. Электроэнергия</b> <b>1.2. Теплоэнергия</b> <b>1.3. Водоснабжение</b> <b>1.4. Водоотведение</b>	тыс. руб.					
2. Объем производства продукции в натуральном измерении, всего <b>2.1. Электроэнергия</b> <b>2.2. Теплоэнергия</b> <b>2.3. Водоснабжение</b> <b>2.4. Водоотведение</b>	тыс. кВт.ч Гкал тыс.куб.м тыс.куб.м					

В каждый пункт исходной таблицы необходимо внести подобные коррективы. В этом случае таблица станет более наглядной и будет отражать

весь объем производства и распределения электрической и тепловой энергии; подъем, очистку и распределение питьевой воды; прием, перекачку и очистку хозяйственных стоков.

2. В Приложении № 3 – «Сведения об оснащении приборами учета» заполняются все данные о приборах учета (численность оснащенных приборами вводов, численность не оснащенных приборами вводов, численность приборов учета с нарушениями сроками поверки вводов, наличие приборов учета с нарушением требований нормативной технической документации к классу точности этих приборов, предложения по рационализации системы учета электрической энергии) электрической энергии, тепловой энергии, газа, жидкого топлива и воды. Таблица для заполнения сведений об оснащении приборами учета имеет следующий вид (см. таблицу 2.7).

Таблица 2.7 – Исходная форма таблицы в Приложении 3 к энергетическому паспорту предприятия

№ п/п	Название показателя	Количество, шт.	Тип прибора		Примечание
			марка	класс точности	
Электрическая энергия/ Тепловая энергия/Газ/ Жидкое топливо/ Вода					
1.1	Число оборудованных приборами вводов всего, в т.ч.:				
	полученной со стороны				
	самостоятельно произведенной				
	потребляемой				
1.2	отпущенной на сторону				
	Число не оборудованных приборами вводов всего, в т.ч.:				
	полученной со стороны				
	самостоятельно произведенной				
1.3	потребляемой				
	отпущенной на сторону				
1.4	Число приборов учета с нарушенными сроками поверки				
	Число приборов учета с нарушением требований нормативной технической документации к классу точности приборов				
1.5	Предложения по рационализации системы учета электроэнергии				

Нефтегазодобывающие предприятия занимаются помимо производства и распределения электрической и тепловой энергии, подъема и распределения питьевой воды также приемом, перекачкой и очисткой хозяйственных и производственных стоков. При этом в таблице приложения №3 отсутствует раздел оснащенности приборами учета перекачанных и очищенных хозяйственных стоков, поэтому предлагается внести в таблицу новый раздел под названием «Стоки».

Все пункты исходной формы таблицы одинаковые для каждого вида энергии и топлива. Если же для приборов учета (счетчиков) электрической энергии у марки прибора есть класс точности, то у счетчиков тепловой энергии, воды, топлива понятия как «класс точности» не существует. Для водомеров оценкой отклонения измеренного значения величины от ее истинного значения является погрешность. Поэтому необходимо внести предлагаемые коррективы в таблицу.

3. В Приложении № 6 – «Сведения по балансу тепловой энергии и его изменениях» заполняется таблица, в которой отражается суммарный приход и баланс распределения тепловой энергии (выработка тепловой энергии собственной котельной и приход тепловой энергии со стороннего источника).

Баланс распределения тепловой энергии включает в себя следующие разделы:

- технологические расходы;
- расход на отопление и вентиляцию, в том числе калориферы воздушные;
- расход на горячее водоснабжение;
- расход на сторонние потребители (субабоненты);
- суммарные сетевые потери;
- нерациональные технологические потери в системах отопления, вентиляции, горячего водоснабжения.

В балансе присутствует раздел «Нерациональные технологические потери в системах отопления, вентиляции, горячего водоснабжения». Однако

нерациональные потери присутствуют в балансе электрической энергии, в теплотехнике же подобных потерь не существует. Поэтому предлагается корректировать приложение № 6, исключив соответствующий пункт.

4. В Приложении № 13 – «Сведения о показателях энергетической эффективности» заполняется таблица, в которой отражается оценка соответствия фактических показателей расчетно-нормативным значениям (см. таблицу 2.8).

В состав предлагаемых мобильных энергосервисных групп входит рабочая группа по наладке котлоагрегатов. Соответственно, в таблицу необходимо добавить столбец в «значение показателя» – фактическое, после работы группы наладки МЭГ. Таким образом, в таблице будет отражено наглядное изменение удельных затрат условного топлива на производство единицы тепла.

Таблица 2.8 – Исходная форма таблицы в Приложении № 13 к энергетическому паспорту предприятия

№ п/п	Вид показателя энергетической эффективности	Единица измерения	Значение показателя		Рекомендации
			Фактическое	Расчетно-нормативное за базисный год	
По основному технологическому оборудованию					
	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии:				
	Котел №1	кг.у.т./Гкал			
	Котел №2	кг.у.т./Гкал			

В таблице 2.9 представлена модифицированная форма таблицы Приложения № 13 к ЭПП.

Таблица 2.9 – Модифицированная форма таблицы в Приложении 3 к энергетическому паспорту предприятия

№ п/п	Вид показателя энергетической эффективности	Единица измерения	Значение показателя			Рекомендации
			Фактическое по результатам обследований	Фактическое, после наладки МЭГ	Расчетно-нормативное за базисный год	

5. В приложении № 19 – «Сведения по снижению величины потерь ТЭР» предлагается заполнять таблицу, в которой будут обобщены все полученные после работы МЭГ результаты. В таблице будут показаны фактические потери электрической энергии, тепловой энергии, природного газа, жидкого топлива и воды, а также снижение величины потерь ТЭР после работы МЭГ (см. таблицу 2.10).

Таблица 2.10 – Предлагаемая форма таблицы в Приложении № 19 к энергетическому паспорту предприятия

№ п/п	Наименование мероприятия	Фактические потери		Снижение потерь	
		в натуральном выражении	ед. измерения	в натуральном выражении	ед. измерения
1	По снижению величины потерь электрической энергии				
2	По снижению величины потерь тепловой энергии				
3	По снижению величины потерь нефти				
4	По снижению величины потерь нефтепродуктов				
5	По снижению величины потерь газового конденсата				
6	По снижению величины потерь попутного нефтяного газа				
7	По снижению величины потерь природного газа				
8	По снижению величины потерь воды				
9	Всего				

6. В приложении № 20 – «Потенциал энергосбережения и оценка максимально возможной экономии ТЭР» предлагается заполнять таблицу, в которой будут сравниваться планируемая по расчетам годовая экономия ТЭР и фактическая экономия от реализации энергосберегающих мероприятий МЭГ. Согласно данным этой таблицы будет проводиться процентный расчет премии энергоаудиторской организации от годовой экономии в результате реализации энергосберегающих мероприятий мобильной энергосервисной группы (см. таблицу 2.11).

Таблица 2.11 – Предлагаемая форма таблицы в Приложении № 20 к энергетическому паспорту предприятия

№ п/п	Мероприятия по видам ТЭР	Годовая экономия ТЭР (плановые данные)			Годовая экономия от реализации энергосберегающих мероприятий МЭГ (фактические данные)		
		в натуральном измерении	ед. измерения	в стоимостном измерении	в натуральном измерении	ед. измерения	в стоимостном измерении
1	По электрической энергии						
2	По тепловой энергии						
3	По твердому топливу						
4	По жидкому топливу						
5	По природному газу						
6	По воде						

На основе данных таблицы 2.11 будет производиться процентный расчет премии энергоаудиторской фирмы от годовой экономии внедрения энергосберегающих мероприятий мобильной энергосервисной группы.

Таким образом, наличие у нефтегазодобывающих предприятий модифицированных энергетических паспортов, в стандартные формы которых будут внесены все предложенные в диссертации коррективы в приложения, а также включены дополнительные формы заполнения приложений, позволит получить полную информацию по:

- оснащенности обследуемого объекта приборами учета топливно-энергетических ресурсов;
- объеме используемых топливно-энергетических ресурсов, направлениях и темпах его изменения;
- показателях энергоэффективности и энергоемкости (как фактических, так и прогнозируемых после реализации рекомендаций, предложенных специалистами МЭГ);
- размерах потерь топливно-энергетических ресурсов в процессе их передачи (транспортировки);
- оценке потенциала энергосбережения в денежном и натуральном выражении.

## **2.5 Выводы**

Во второй главе диссертации рассмотрена роль энергетических обследований в повышении энергоэффективности предприятий нефтегазового комплекса; модифицированная методика энергетических обследований нефтегазодобывающих предприятий; разработан организационно-экономический механизм повышения энергоэффективности нефтегазодобывающих предприятий; предложена научно-обоснованная структура энергетического паспорта предприятия нефтегазодобычи.

В диссертации предложена модифицированная методика проведения энергоаудита нефтегазовых предприятий, важной задачей которой является формирование инфраструктуры распространения рекомендаций (в т.ч. инновационных) в области повышения энергосбережения.

Энергетическое обследование предприятий и организаций предполагает оценку всех аспектов деятельности предприятия, которые связаны с затратами всех видов ТЭР, включая другие ресурсы, например, воду. Цель энергоаудита – оценить эффективность использования ТЭР и разработать эффективные мероприятия для снижения энергозатрат предприятия.

При проведении энергетического обследования решается ряд основных задач в соответствии с традиционной методикой энергоаудита. Также, у заказчика энергоаудита могут быть дополнительные пожелания к их составу и объему работ при обследовании. Решение этих задач возможно только при совместной работе высококвалифицированных инженеров и экспертов – энергоаудиторов с эксплуатационным персоналом и специалистами – сотрудниками предприятия – заказчика непосредственно на объектах предприятия. Энергетическое обследование состоит из двух этапов: документальное и инструментальное обследование. На этапе документального обследования проводится оценка эффективности использования ТЭР на объектах по данным государственной статистической и эксплуатационно-технической отчетности; оценка эффективности работы оборудования в анализируемый период. На этапе инструментального обследования проводится оценка эффективности работы оборудования, его фактических эксплуатационных параметров, расчета баланса потребления и распределения энергоресурсов; проверка соответствия фактических показателей энергоэффективности нормативным и паспортным значениям. Предложенная автором модифицированная методика энергоаудита включает обязательные этапы обследования систем тепло- и электроснабжения предприятия с последующей разработкой рекомендаций и мероприятий по сокращению потерь всех видов ТЭР.

После документального и инструментального энергетического обследования с помощью мобильной энергосервисной группы проводится реализация энергосберегающих мероприятий. В результате этого, работа энергоаудиторов уже не будет носить лишь рекомендательный характер, а

позволит получить практические результаты в виде экономии ТЭР. Для промышленных предприятий проведение энергоаудита по модифицированной методике можно рассматривать как организационно-экономический инструмент сокращения потерь энергоресурсов.

Модифицированная методика энергетического обследования состоит из следующих этапов: 1) документальное обследование; 2) инструментальное обследование; 3) расчет возможной экономии энергоресурсов и подготовка мероприятий по сокращению потребления ТЭР; 4) реализация мобильной энергосервисной группой (МЭГ) рекомендаций и мероприятий по сокращению ТЭР; 5) контрольные замеры энергоаудиторов после работы МЭГ; 6) составление энергопаспорта с учетом реализации МЭГ энергосберегающих мероприятий.

После завершения энергетического обследования, используя предложенную модифицированную методику, заказчик получает: описание состояния энергетического хозяйства; перечень и технические характеристики энергооборудования; методику проведения испытаний и измерений; характеристику действующих систем предприятия с указанием энергозатратных узлов и оборудования; рекомендации по устранению энергозатрат; результаты расчетов по экономии ТЭР; отчет о проделанной работе мобильной энергосервисной группы, где описываются этапы проведения всех технических работ и приведены все полученные результаты.

В диссертации разработан механизм распространения инноваций в области энергосбережения с помощью мобильной энергосервисной группы.

Основную роль в выполнении бизнес-процессов энергосбережения в данном механизме играют мобильная энергосервисная группа и комиссия по распределению фонда экономии энергоресурсов.

Органы государственной власти осуществляют поддержку деятельности: научно-исследовательских институтов (НИИ); университетов; малых инновационных предприятий (МИП); организаций занимающихся производством энергосберегающего оборудования; предприятий –

энергопотребителей.

Научно-исследовательские и опытно-конструкторские организации, создаваемые при министерствах, академических, а также крупных учебных заведениях, являются основными организациями по разработке новых энергосберегающих технологий. МИП, создаваемые при университетах, являются связующим звеном между наукой и реальным сектором экономики страны, так как реализуют наиболее рискованные инновации, способствующие переходу отечественной экономики к экономике знаний. МИП могут быть не только источником инноваций, но и важным звеном в процессе их воспроизводства, которое обеспечивает коммерциализацию новых технологий и их реализацию в промышленности.

Государственная поддержка предприятий по производству энергосберегающего оборудования и материалов позволит им существенно повысить объемы и качество производимой продукции, что обеспечит более высокий уровень эффективности и надежности тепло- и электроснабжения предприятий – потребителей ТЭР, сократятся объемы потребления и потери ТЭР.

Основным структурно-организационным элементом инновационной инфраструктуры в предложенном механизме является мобильная энергосервисная группа, которая работает с привлечением специалистов энергоаудиторских компаний, НИИ, вузов, МИП, энергоремонтных фирм и организаций, производящих энергосберегающее оборудование. Энергоаудиторская фирма, имея опыт энергетических обследований предприятий, на стадии документального обследования определяет предварительный состав специалистов МЭГ для обследований предприятия. По завершению инструментальных обследований определяется окончательный состав специалистов МЭГ. В состав группы могут входить производители энергосберегающего оборудования и специалисты энергоремонта.

Предложены следующие типы МЭГ: технико-наладочные (отдел наладки и технического обслуживания, отдел автоматизации, отдел обслуживания узлов

учета, отдел наладки тепловых сетей); применения энергосберегающего оборудования и материалов; проектно-сметной документации; консультаций сотрудников производственно-технического отдела; консультаций сотрудников производства. Предлагаемые МЭГ в современных условиях является важным инструментом распространения инноваций в области энергосбережения.

Наличие у МЭГ специального энергодиагностического оборудования позволяет автоматизировать процессы энергетических обследований; составления энергетических паспортов и выработки рекомендаций по повышению энергоэффективности обследуемых объектов с указанием конкретных мероприятий. Наличие у предприятий – потребителей ТЭР энергетических паспортов, составленных по предложенной автором модифицированной методике энергетического обследования, в которых будут описаны инновационные энергосберегающие мероприятия, приведены расчеты эффективности их применения в производственных процессах позволит органам государственной власти обеспечить обоснованное оказание государственной поддержки определенных программ в области энергосбережения, реализуемых данными предприятиями.

Основным отличием предложенного организационно-экономического механизма является направленность на мотивирование различных экономических субъектов к реализации рекомендаций по энергосбережению, выработанных по результатам энергоаудита на основе интеграции их экономических интересов. Одной из основных личных заинтересованностей энергоаудиторов в реализации предложенных рекомендаций является получение премий как процент от сэкономленных в результате проведения энергоаудита и реализации рекомендаций денежных средств. Комиссия по распределению фонда экономии энергоресурсов определяет процент прибыли от реализации рекомендаций. Фонд экономии энергоресурсов распределяет денежные средства между организациями, выполнявшими работу по реализации рекомендаций энергоаудиторов.

В диссертации предложена модифицированная структура

энергетического паспорта (ЭПП) нефтегазового предприятия. ЭПП – это документ, составляемый по результатам энергетического обследования предприятия и содержащий информацию об объемах и структуре производства и потребления ТЭР на предприятии, объемах и структуре их потерь, сведения об эффективности использования ТЭР, а также предлагаемые мероприятия по повышению энергоэффективности предприятия.

Энергетический паспорт подробно отражает технические особенности энергопотребления предприятия и содержит: общие сведения об объекте энергоаудита; сведения об объеме потребления ТЭР; энергетические балансы всех видов ТЭР, используемых предприятием; сведения об использовании возобновляемых источников энергии и другие. Вместе с тем, ЭПП содержит подробные сведения, характеризующие особенности систем организационного управления ТЭР: сведения о структуре организации, ее подразделениях и филиалах, видах деятельности; кадровое обеспечение мероприятий по повышению энергосбережения и энергоэффективности.

Предложена модифицированная структура ЭПП, при составлении которого учитываются пожелания заказчиков и отражается результат проведенной работы МЭГ. Предлагается в действующий энергетический паспорт предприятия внести коррективы в приложения № 2, 3, 6, 13 и добавить новые приложения № 19 и № 20. Наличие у нефтегазодобывающих предприятий модифицированных энергетических паспортов, в которые будут внесены все предложенные автором коррективы в приложения и включены дополнительные формы заполнения приложений, позволит иметь полную информацию об оснащенности приборами учета ТЭР; объеме используемых ТЭР и о его изменении; показателях энергетической эффективности; величине потерь переданных ТЭР; потенциале энергосбережения, в т.ч. об оценке экономии ТЭР в натуральном выражении.

### **3 ПРИМЕНЕНИЕ ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО МЕХАНИЗМА И ИНСТРУМЕНТОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ**

#### **3.1 Модифицированная методика определения научно обоснованных нормативов энергопотребления с использованием результатов энергетического аудита**

В диссертации предлагается модифицированная методика определения научно обоснованных нормативов удельного энергопотребления на предприятиях с использованием результатов энергетического аудита. Методика рассматривается на примере расчета нормативов удельных энерготехнологических потерь тепловой энергии (ТЭ) при ее передаче, которые оцениваются для каждого предприятия, эксплуатирующего тепловые сети для передачи ТЭ потребителям. При расчете нормативов энерготехнологических потерь осуществляются расчеты для каждой системы теплоснабжения. Нормативы удельных энерготехнологических потерь при передаче ТЭ разрабатываются по следующим параметрам: потери и объемы полезного использования таких теплоносителей, как пар, конденсат и вода; потери в тепловых сетях; объемы потребления электрической энергии на передачу ТЭ. Определение нормативных энерготехнологических потерь ТЭ через теплоизоляцию трубопроводов проводится для среднегодовых условий функционирования тепловых сетей. В некоторых случаях появляется потребность в использовании вместо среднегодовых значений удельных потерь ТЭ в час их среднесезонных значений, например, при использовании тепловых сетей только во время отопительного сезона, при отключении горячего водоснабжения, или в случае использования самостоятельных тепловых сетей горячего водоснабжения.

Для расчета нормативных значений потерь ТЭ в час используется

следующая последовательность действий:

1) расчет нормативных значений для каждого участка теплосетей с использованием данных о конструктивных особенностях теплопроводов (год проектирования, тип прокладки, диаметр трубопроводов, длина участка) и норм потерь ТЭ, приведенных в Приказе Минэнерго Российской Федерации от 10.08.2012 № 377 (таблицы приложений 1, 2, 3, 4), с пересчетом табличных значений удельных норм с учетом среднегодовых (среднесезонных) условий эксплуатации;

2) расчет нормативных значений для участков тепловой сети со стандартными для нее типами прокладки и видами теплоизоляционной конструкции, в отношении которых проводились испытания на потери ТЭ. Для таких участков в качестве нормативных используются полученные в результате испытаний значения фактических часовых потерь ТЭ, пересчитанные с учетом среднегодовых условий эксплуатации тепловой сети;

3) расчет нормативных значений для участков тепловой сети, соответствующих тем, в отношении которых проводились тепловые испытания по типам прокладки, видам теплоизоляционных конструкций и условиям эксплуатации. Для таких участков за нормативные принимаются значения часовых потерь ТЭ, определенные по соответствующим нормам потерь ТЭ с введением поправочных коэффициентов, оцененных по результатам испытаний;

4) расчет нормативных значений для участков тепловой сети, не соответствующих ни одному участку, в отношении которого проводились тепловые испытания, а также вновь вводимых в эксплуатацию после монтажа, реконструкции или капитального ремонта с изменением типа или конструкции прокладки и изоляционной конструкции трубопроводов. Для таких участков в качестве нормативных используются значения часовых потерь ТЭ, определенные путем теплотехнического расчета.

При среднегодовых (среднесезонных) условиях эксплуатации величина нормативных потерь ТЭ в час в целом по тепловой сети определяются путем

суммирования значений часовых потерь тепла по нескольким участкам.

Расчет значений нормативных потерь ТЭ в час для среднегодовых (среднесезонных) режимов эксплуатации трубопроводов тепловых сетей осуществляется с учетом принятых норм потерь ТЭ, прописанных в Приказе Минэнерго РФ от 10.08.2012 г. № 377 отдельно по каждому году, в котором были спроектированы те или иные участки тепловой сети (см. таблицы приложений 1, 2, 3, 4).

Нормативные размеры удельных потерь ТЭ в час при среднегодовых (среднесезонных) режимах эксплуатации, отличающихся от размеров, указанных в соответствующих таблицах, ккал/м·ч, оцениваются на основе методов линейной интерполяции или экстраполяции.

Определение нормативных значений потерь ТЭ в час для среднегодовых (среднесезонных) режимов работы трубопроводов тепловых сетей осуществляется с учетом года, в котором были спроектированы данные трубопроводы: с 1959 г. по 1989 г.; с 1990 г. по 1997 г.; с 1998 г. по 2003 г.; с 2004 г.

Расчет нормативных значений потерь ТЭ в час, для среднегодовых (среднесезонных) условий эксплуатации трубопроводов тепловых сетей осуществляется с использованием следующего выражения:

$$Q_n = q_n \cdot l \cdot \beta, \text{ ккал/ч} \quad (3.1)$$

где:  $q_p$  – удельные потери ТЭ трубопроводами каждого диаметра в час, определенные путем пересчета значений норм удельных потерь ТЭ в час, взятых из таблиц на среднегодовые (среднесезонные) условия эксплуатации, ккал/ч·м;  $l$  – длина обследуемого участка трубопровода тепловой сети, м;  $\beta$  – коэффициент местных потерь ТЭ, учитывающий потери ТЭ запорной и прочей арматурой, компенсаторами и опорами (имеет значение 1,2 для трубопроводов диаметром до 150 мм и 1,15 – для трубопроводов диаметром от 150 мм).

Величины нормативных потерь ТЭ в час для участков трубопроводов тепловых сетей, соответствующих участкам трубопроводов, в отношении которых проводились испытания на тепловые потери, по типу прокладки, виду изоляционных конструкций и условиям эксплуатации, рассчитываются для трубопроводов подземной и надземной прокладки отдельно с использованием следующего выражения:

$$Q_n = k_u \cdot q_n \cdot l \cdot \beta, \text{ ккал/ч} \quad (3.2)$$

где:  $k_u$  – поправочный коэффициент, используемый для расчета нормативных потерь ТЭ в час, значение которого получено по результатам проводимых испытаний на тепловые потери.

Значение поправочного коэффициента рассчитывается с использованием следующего выражения:

$$k_u = Q_{из.год.и} / Q_{из.год.н} \quad (3.3)$$

где:  $Q_{из.год.и}$  и  $Q_{из.год.н}$  – потери ТЭ, вычисленные по результатам соответствующих испытаний, пересчитанные с учетом среднегодовых условий эксплуатации каждого обследованного участка трубопроводов, и потери, рассчитанные по нормам для таких участков, Гкал/ч.

Значения коэффициента  $k_u$  не должны превышать максимальные значения приведенные в Приказе Минэнерго России от 10.08.2012 № 377 в таблице 5.1 приложения 5.

Предприятие, эксплуатирующее теплосети, должно регулярно проводить сравнение фактических и нормативных показателей с целью выявления резервов снижения объемов потребления ТЭ, теплоносителей и электричества. На основе этих данных предприятие может разработать мероприятия по увеличению энергоэффективности обследуемой тепловой сети и принять меры по повышению эффективности системы теплоснабжения. Базой для сравнения

фактических и нормативных показателей, и разработки энергосберегающих мероприятий (мероприятий по уменьшению резерва экономии ТЭ) могут стать результаты обязательных энергетических обследований предприятий. Энергетическое обследование тепловых сетей осуществляется с целью оценки энергетической эффективности системы энергоснабжения в процессе эксплуатации и проверки соответствия проектам монтажных и пусконаладочных работ на основе «Методических рекомендаций и типовых программ энергетических обследований систем коммунального энергоснабжения», утвержденных приказом Госстроя Российской Федерации от 10.06.2003 г. № 202.

Предлагаемая в диссертации методика определения научно-обоснованных нормативов удельного энергопотребления (методика проведения энергетического обследования) предполагает осуществление следующей последовательности действий [106].

1. Изучение эксплуатационной и проектной документации по системе теплоснабжения, а также документации по средствам отпуска, потребления и учета ТЭ и прочим приборам.

На данном этапе анализируется информация об исследуемой системе теплоснабжения, содержащаяся в проектной, эксплуатационной и исполнительной документации. Эта документация содержит сведения о видах теплоснабжения; расчетных схемах тепловых сетей с диаметрами, длинами и нагрузками; параметрах теплоносителя; температурном графике тепловых сетей.

2. Проведение проверки соответствия объемов отпуска ТЭ тепловой нагрузке.

3. Проведение анализа отчетности по режимам эксплуатации тепловых сетей.

На данном этапе осуществляется анализ соответствия действительных показателей функционирования теплосетей нормативным требованиям. При этом учитывается температура теплоносителя и его расход, напор в

трубопроводах подающих и обратных теплосетей, в узловых точках схемы и соответствие показателей режимов техническим требованиям. Кроме того, выявляется соответствие (несоответствие) фактических параметров работы тепловых сетей нормативным параметрам.

4. Поверочный расчет параметров тепловой изоляции тепловых сетей, который позволяет уточнить требуемые толщины тепловой изоляции трубопроводов тепловых сетей.

Поверочный расчет выполняется для уточнения требуемой толщины тепловой изоляции трубопроводов согласно требованиям СНиП 2.04.14-88 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов» (для трубопроводов тепловых сетей, смонтированных до 2000 года) и СП 41-103-2000 «Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов» (для трубопроводов тепловых сетей, смонтированных после 2000 года).

5. Инструментальное обследование тепловых сетей. Определение фактических потерь теплоты на каждом участке тепловых сетей.

На данном этапе проводится инструментальное обследование тепловых сетей, изучается схема тепловых сетей, выбираются участки для обследований. На участке тепловой сети устанавливается прибор для определения расхода воды (расходомер) и замеряется температура воды в начале и конце участка. Фактические потери тепловой энергии на участке тепловых сетей определяется на основе следующего выражения:

$$Q_i = G_i \cdot c \cdot t_1 - t_2, \text{ ккал/ч} \quad (3.4)$$

где:  $G_i$  – расход теплоносителя на участке, кг/ч;  $c$  – теплоемкость воды, ккал/(кг·°C),  $c = 1,0$  ккал/(кг·°C);  $t_1$  – температура воды в начале участка, °C;  $t_2$  – температура воды в конце участка, °C

Если по техническим причинам, например при отсутствии протяженных участков тепловых сетей инструментальные обследования по определению фактических тепловых потерь выполнить не удастся, то потери тепловой

энергии в тепловых сетях рассчитываются теоретически на основании поверочных расчетов и фактической толщины тепловой изоляции трубопроводов. Расчетные потери тепловой энергии определены на основе следующего выражения:

$$Q_p = q_p \cdot l \cdot \beta, \text{ ккал/ч} \quad (3.5)$$

где:  $q_p$  – расчетная плотность теплового потока через изолированную поверхность трубопроводов, ккал/(м·ч);  $l$  – длина участка, м;  $\beta$  – коэффициент местных тепловых потерь, в котором учтены потери тепла арматурой и компенсаторами.

Расчетная плотность теплового потока через изолированную поверхность трубопроводов определяется согласно СНиП 2.04.14-88 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов» (для трубопроводов тепловых сетей, смонтированных до 2000 года) и СП 41-103-2000 «Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов» (для трубопроводов тепловых сетей, смонтированных после 2000 года).

#### 7. Определение нормативных значений потерь ТЭ.

Нормативные потери тепла рассчитываются на основе следующего выражения:

$$Q_n = q_n \cdot l \cdot \beta, \text{ ккал/ч} \quad (3.6)$$

На основе энергетического обследования тепловых сетей определяется предельное значение поправочного коэффициента. Коэффициент вычисляется на основе следующего выражения:

$$k = Q_\phi / Q_n \quad (3.7)$$

где:  $Q_\phi$  – фактические потери тепла, ккал/ч;  $Q_n$  – нормативные потери тепла,

ккал/ч [99].

Результаты определения потерь ТЭ при ее транспорте существенно влияют на показатели энергоэффективности и на себестоимость продукции. По величине потерь ТЭ можно осуществлять выбор мощностей основного и вспомогательного оборудования в котельных. Определение реальных потерь ТЭ и сопоставление их с нормативами используется при оценке экономической эффективности работ по реконструкции тепловых сетей с заменой трубопроводов и их теплоизоляции.

Часто величина относительных потерь ТЭ принимается без достаточного обоснования. На практике чаще всего задаются нормативные значения в процентах, кратных пяти (10 и 15%). При расчете нормативных потерь ТЭ необходимо знать параметры: диаметр и длину трубопроводов; расход теплоносителя; температуры теплоносителя и внешней среды; годы монтажа теплоизоляции; типы прокладки трубопроводов. Однако при расчете не учитывают фактическое состояние изоляции трубопроводов. Кроме того, нормативные потери ТЭ должны рассчитываться для тепловой сети в целом с учетом потерь включая утечки теплоносителя с поверхности изоляции всех трубопроводов, используемых в процессе теплоснабжения от работающего источника ТЭ. Причем эти расчеты должны осуществляться как для планируемого варианта с учетом усредненных данных по температуре наружного воздуха, грунта, длительности отопительного сезона и т.п., так и для фактического варианта данных по указанным параметрам, в частности фактических температур теплоносителя в прямом и обратном трубопроводе. При этом, даже при наличии верно рассчитанных средних нормативных потерь для всей тепловой сети, будет ошибочным перенос этих данных на отдельные ее участки, как это предусмотрено в действующих нормативных документах. Необходимо выполнять обследования всех характерных участков тепловых сетей.

Например, на основе проведенных с участием автора энергоаудитов тепловых сетей в различных районах Ямало-Ненецкого автономного округа

установлено, что потери ТЭ с поверхности трубопроводов, находящихся в эксплуатации 10 и более лет, превышают нормативные значения в среднем в 1,5 – 2 раза при отсутствии заметных на первый взгляд нарушений изоляции трубопровода, отсутствии воды в лотках (во всяком случае, во время осуществления измерений), а также следов ее наличия, то есть когда видимое состояние трубопровода можно охарактеризовать как нормальное. Если перечисленные нарушения имеют место, то значения фактических потерь ТЭ могут превышать нормативные более чем в 4-6 раз.

Для примера рассмотрим результаты энергетического обследования произвольно выбранного участка тепловых сетей, теплоснабжение которого осуществляется от котельной ВЖК УКПГ-6 Ямбургского нефтегазового месторождения. Обследован участок тепловых сетей сечением 159х6 мм от УТ-2.3 до УТ-2.4, протяженностью 120 м в двухтрубном исчислении. Трубопроводы тепловых сетей проложены в 1998 году. Тепловая изоляция выполнена из минеральной ваты, толщиной 20 мм. Покровный слой – тонколистовая оцинкованная сталь по полимерной пленке ПВХ. Температурный график тепловых сетей 95-70 °С.

Замеры расхода и температуры теплоносителя проводились при температуре наружного воздуха -1 °С. Результаты замеров температуры сведены в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты замеров температуры

№ п/п	Место замеров	Температура теплоносителя, °С							Средняя температура а, °С
Подводящий трубопровод									
1	УТ-2.3	58,8	57,7	57,7	57,7	57,6	57,7	57,7	57,7
2	УТ-2.4	57,4	57,5	57,4	57,4	57,4	57,3	57,4	57,4
Обратный трубопровод									
1	УТ-2.4	44,1	44,2	44,1	44,1	44,2	44,1	44,1	44,1
2	УТ-2.3	44,0	44,0	43,9	43,9	43,9	43,9	43,8	43,9

Средний измеренный расход теплоносителя составил 80,0 м<sup>3</sup>/ч. На

основании предоставленных исходных материалов, проведенных обследований и результатов инструментальных замеров выполнены аналитические расчеты по определению нормативных и фактических тепловых потерь на обследованных участках тепловых сетей, а также сверхнормативные потери в натуральном и денежном выражении. Результаты расчетов тепловых потерь в наружных тепловых сетях сведены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Расчет тепловых потерь в наружных тепловых сетях от котельной ВЖК УКПГ-6 на участке от УТ-2.3 до УТ-2.4

Участок тепловых сетей	Нормативные потери					Фактические потери			Превышение тепловых потерь	
	Диаметр, мм	Длина, м	$\beta$	Удельные потери, ккал/ч	Общие потери, ккал/ч	Расход, кг/ч	$\Delta t$ , °С	Потери тепла, ккал/ч	$\Delta Q$ , ккал/ч	Во сколько раз
Подающий трубопровод										
УТ 2.3 - УТ 2.4	150	120	1,15	23,6	3257	80000	0,3	24000	20743	7,4
Обратный трубопровод										
УТ 2.4 - УТ 2.3	150	120	1,15	19,0	2622	80000	0,2	16000	13378	6,1
Итого		240			5879			40000	34121	6,8

Общие сверхнормативные потери ТЭ на обследованных участках тепловых сетей составляют 34121 ккал/час. Годовые потери ТЭ составляют 348,796 Гкал. Результаты обследования показали, что фактические потери ТЭ в 7 раз превышают нормативные. В значительной мере это объясняется тем, что срок службы теплосети составляет 15 лет, толщина тепловой изоляции 20 мм. Согласно поверочному расчету тепловой изоляции трубопроводов по требованиям СНиП 41-03-2003 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов», толщина тепловой изоляции должна составлять 68 мм.

Предельное значение поправочного коэффициента данной сети составляет 6,8. Согласно Приказу Министерства энергетики РФ от 10.08.2012 г. № 377 максимальное значение коэффициента  $k_u$  не должно превышать предельное значение 1,7.

### **3.2 Разработка практических рекомендаций по повышению энергоэффективности нефтегазодобывающих предприятий на Заполярном месторождении по результатам энергоаудита**

Автором диссертации проведено энергетическое обследование систем теплоснабжения, водоснабжения, водоотведения и электроснабжения нефтегазодобывающих предприятий Заполярного управления энерговодоснабжения Уренгойского филиала ООО «Газпромэнерго» ОАО «Газпром». Заполярное управление организует поставку ТЭР в поселок Новозаполярный и поселок Тазовский Ямало-Ненецкого Автономного Округа: производство и распределение тепловой энергии и теплоносителя; добычу, очистку и распределение питьевой воды; приемку и очистку стоков; передачу электрической энергии.

Источниками тепловой энергии Заполярного управления являются четыре котельные, расположенные в п. Новозаполярный (3 котельные) и в п. Тазовский (1 котельная). Суммарная установленная мощность котлов котельных составляет 76,0 Гкал/час. Транспортировка тепловой энергии для нужд потребителей Заполярного управления осуществляется по трубопроводам тепловых сетей.

Объектами эксплуатации систем водоснабжения Заполярного управления энерговодоснабжения являются водозабор на реке Б. ХЭ-Яха, водозабор на реке Таз, водоочистные сооружения в пос. Новозаполярный, в пос. Тазовский и на ВЖК-2С, водопроводные сети.

Объектами эксплуатации систем водоотведения Заполярного управления энерговодоснабжения являются очистные сооружения «КОС-2500», «КОС-470», «КОС-200», канализационные насосные станции и сети канализации.

Для ведения производственной деятельности Заполярное управление энерговодоснабжения потребляет следующие виды энергоресурсов: природный газ и электроэнергию.

Сведения о потреблении энергетических ресурсов Заполярным

управлением в 2006 году в натуральном и денежном выражении приведены в таблице 3.3. (сведения предоставлены службами Уренгойского филиала ООО «Газпромэнерго»).

Таблица 3.3 – Сведения о потреблении энергетических ресурсов

№ п/п	Наименование энергоносителя	Потребление в физическом выражении	Потребление в денежном выражении
1	Топливный (природный газ)	15710 тыс. м <sup>3</sup> /год	12,723 млн.руб./год
2	Дизельное топливо	4,3 т/год	0,043 млн.руб./год
3	Электрическая энергия	6207 тыс. кВт·ч/год	71,443 млн.руб./год

Основной деятельностью Заполярного управления энергоснабжения в части теплоснабжения является выработка и реализация тепловой энергии потребителям в поселок Новозаполярный и пос. Тазовский.

Выработка тепловой энергии для нужд потребителей осуществляется в четырех котельных. Суммарная установленная мощность котлов котельных Заполярного управления энергоснабжения составляет 76,00 Гкал/час. Средняя теплотворная способность природного газа для котельных, расположенных в пос. Новозаполярный, составляет 7920 – 7930 ккал/м<sup>3</sup>. Средняя теплотворная способность природного газа для котельной, расположенной в пос. Тазовский, составляет 7960 – 8000 ккал/м<sup>3</sup>.

Отпуск тепловой энергии от котельных производится в виде горячей воды для систем теплоснабжения. Котельные потребляют часть тепловой энергии на собственные нужды. Отпуск тепловой энергии от котельных потребителям определяется службами предприятия по установленным приборам учета и расчетным методом.

На обслуживании находится 94,139 км тепловых сетей (в двухтрубном исчислении), в т. ч. пос. Тазовский – 13,950 км, ЗГНКМ – 80,189 км. Все трубопроводы тепловых сетей проложены в надземном исполнении на низких и

высоких опорах. Тепловая изоляция трубопроводов тепловых сетей выполнена из минеральноватных плит и из пенополиуретана. Покровный слой трубопроводов – тонколистовая сталь и листовой алюминий по полимерной пленке.

Для реализации предложенного в диссертации организационно-экономического механизма повышения энергоэффективности нефтегазовых предприятий была сформирована многопрофильная мобильная энергосервисная группа на базе саморегулируемой организации некоммерческое партнерство «Объединение компаний по энергетическому обследованию в топливно-энергетическом комплексе» (СРО НП «ТЭК Эксперт»). Также предложено создать Фонд экономии энергоресурсов Ямало-Ненецкого Автономного Округа и комиссию по распределению данного фонда.

Первоначальным этапом энергоаудита является документальное обследование. На основе модифицированной методики при энергетическом обследовании на стадии документального обследования была сформирована группа специалистов из следующих отделов:

- отдел наладки и технического обслуживания. В исходной документации указывается год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов и котельно-вспомогательного оборудования, так же указывается дата последней режимной наладки котлоагрегата. К моменту обследования последняя режимная наладка проводилась два года назад, соответственно можно предположить, что возможно произошло разрегулирование горения топлива и снижение КПД.

- отдел обслуживания узлов учета. Как было отмечено, 90% узлов смонтированы неверно. Поэтому при первом же обследовании необходимо привлекать специалистов по обслуживанию узлов учета. По завершению инструментальных обследований начинается работа специалистов мобильной энергосервисной группы по внедрению инновационных энергосберегающих материалов и оборудования.

По результатам энергетического обследования формируется состав специалистов из МЭГ (см. таблицу 3.4).

Таблица 3.4 – Состав МЭГ, сформированной для проведения энергетического обследования Заполярного нефтегазового месторождения

<p>МЭГ внедрения энергосберегающего оборудования</p>	<p>В котельной промбазы п. Тазовский «THERMAX» отсутствует водоподготовка, поэтому необходимо провести работу по установке новейших установок водоподготовки, что приведет к повышению КПД котлов, продление срока эксплуатации и снижение затрат на очистку котлов и трубопроводов тепловых сетей.</p>
<p>МЭГ внедрения энергосберегающего оборудования</p>	<p>На некоторых объектах установлены насосы завышенной производительности и мощности. Котельные и водозаборы были запроектированы и построены с учетом перспективы и в настоящее время работают не на проектную мощность. Необходимо заменить насосы на более современные с меньшей производительностью.</p>
<p>МЭГ внедрения энергосберегающих материалов</p>	<p>При обследовании тепловых сетей выявлено, что при капитальном ремонте тепловых сетей необходимо тепловую изоляцию трубопроводов выполнить из новейших материалов, например из напыленного пенополиуретана.</p>
<p>МЭГ технико-наладочного профиля: - отдел обслуживания узлов учета</p>	<p><i>При обследовании котельных №2 «ДЕВ», №3 «ПАЭС-2500», №6 «Виссман ВЖК-2С» и очистных сооружений ВОС-3000 и ВОС-200 необходимо демонтировать водомеры и смонтировать новые современные расходомеры с диапазоном 1:250. Так же в котельных необходимо выполнить проект реконструкции узла учета тепловой энергии.</i></p>
<p>МЭГ технико-наладочного профиля: - отдел наладки и технического обслуживания</p>	<p>После обследования котлоагрегатов выявлено, что в котельной №6 «Виссман ВЖК-2С» необходимо провести режимную наладку котлов, т.к. у них произошло разрегулирование горения топлива. Так же имея результаты обследования котлоагрегатов и анализируя фактическую загрузку котлов можно снизить загрузку котла с наименьшим КПД и перевести на работу котлов с более высоким КПД.</p>

После энергетического обследования сделаны следующие выводы.

1. Котлы и котельно-вспомогательное оборудование находятся в удовлетворительном состоянии. Отпуск тепловой энергии осуществляется по утвержденному температурному графику без «недотопа».

2. Последняя режимная наладка котлов проводилась в 2007 году. Согласно требованиям Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок, п. 5.3.7 режимно-наладочные испытания должны проводиться не реже одного раза в 3 года.

3. На основании результатов приборного обследования и данных режимных карт следует, что обслуживание котлов осуществляется на высоком техническом уровне. За счет качественной подготовки к отопительному периоду и внесению корректив по наладке КПД обследованных котлов не снизился, а увеличился.

4. Общая теплопроизводительность котельной по паспортным данным составляет 40,0 Гкал/ч. По данным режимных карт общая теплопроизводительность котельной при максимальной нагрузке и теплотворной способности природного газа  $Q_p^H = 7920$  ккал/м<sup>3</sup> составляет 30,81 Гкал/ч.

5. Тепловая нагрузка на котельную по годам меняется незначительно и составляет с учетом потерь в тепловых сетях и расходов на собственные нужды 18,2 Гкал/час. Резерв мощности без учета резервного котла составляет 4,49 Гкал/час или 19,8 %.

6. Режим работы насосов и котлов осуществляется по утвержденному графику. Загрузка котлов осуществляется с учетом фактического КПД котлов. Фактический удельный расход топлива на выработку тепловой энергии ниже, чем в режимных картах. Это указывает на высокое качество обслуживания котлов и хорошую подготовку к отопительному сезону.

7. На вводе водопровода исходной воды установлен водомер (на период обследования водомер находился на поверке). Перед водомером отсутствует магнитный фильтр (требование заводов-изготовителей и СП 41-101-95

«Проектирование тепловых пунктов», пункт 4.37). До и после водомера отсутствуют прямые участки трубопроводов (требование СНиП 2.04.01-85\* «Внутренний водопровод и канализация зданий», пункт 11.6). До водомера установлен патрубок для отбора воды.

8. Учет потребляемого природного газа осуществляется в ГРП посредством счетчика СГ-16-800 без корректора. Приведение газа к стандартным условиям осуществляется аналитическим методом. Поагрегатный учет газа отсутствует.

9. Поагрегатный учет вырабатываемой тепловой энергии котлами осуществляется посредством измерительных диафрагм с дифманометрами и датчиками температуры.

10. Учет отпускаемой тепловой энергии и теплоносителя осуществляется теплосчетчиком производства г. Арзамас в комплекте:

- тепловычислитель ТВ-1,
- индукционный расходомер, установленный на подающем трубопроводе,
- датчики температуры, установленные на подающем и обратном трубопроводах.

Учет подпиточной воды осуществляется индукционным расходомером.

Узел учета тепловой энергии не соответствует требованиям Правил учета тепловой энергии и теплоносителя, пункт 2.1.2 и рис.1:

- отсутствует расходомер на обратном трубопроводе,
- отсутствуют датчики давления на подающем и обратном трубопроводах,
- показания расходомера, установленного на подпиточном трубопроводе на выведены на тепловычислитель,
- отсутствует датчик температуры и давления на трубопроводе исходной воды.

11. Учет расхода электроэнергии организован на 19 и 20 ячейках 53РП-6. Счётчики СА4У-И672М, класс точности 2,0.

12. По результатам измерений и данных расчетов следует, что сетевые насосы работают в оптимальном режиме для циркуляции воды в тепловых

сетях.

Это указывает на высокий технический уровень обслуживающего персонала котельной. При замене сетевых насосов на насосы с меньшей производительностью экономия электроэнергии будет незначительная.

Основные выводы после инструментальных обследований тепловых сетей:

1. Состояние тепловых сетей в пос. Новозаполярный хорошее.

2. При подготовке к отопительному периоду восстановлены разрушенные участки тепловой изоляции трубопроводов и арматуры.

3. На обследованном участке тепловых сетей Ø159х4,5 мм от котельной №3 «ПАЭС-2500» до АГРС, протяженностью 1820 м сверхнормативные потери тепловой энергии составляют 200,4 Гкал/год.

При стоимости тепловой энергии 4181,73 руб./Гкал потери составляют 838 тыс. руб./год.

Сверхнормативные потери объясняются тем, что в процессе эксплуатации происходит ухудшение теплотехнических качеств минераловатных изделий – естественное уплотнение, замачивание и т.д. Кроме того, требуемая толщина теплоизоляционного слоя для подающего трубопровода должна быть 76 мм, фактическая толщина теплоизоляционного слоя подающего трубопровода составляет 70 мм, что не соответствует требованиям нормативных документов.

4. На обследованном участке тепловых сетей Ø325х8 мм технологического коллектора №4 (ТК-4) от Промбаза (ПБ-27) до Промбазы (ПБ-29), протяженностью 480 м фактические потери тепловой энергии ниже нормативных. Это объясняется тем, что фактический расход теплоносителя в трубопроводе ниже оптимального и фактическая толщина тепловой изоляции трубопровода составляет 117,5 мм, что выше, чем требования нормативных документов. Кроме того, при эксплуатации пенополиуретан не теряет своих теплотехнических качеств.

5. Состояние тепловых сетей в пос. Тазовский удовлетворительное. На обследованном участке тепловых сетей Ø159х4,5 мм от котельной Промбазы «THERMAX» до ВЖК протяженностью 330 сверхнормативные потери

тепловой энергии тепловой энергии составляют 342,1 Гкал/год.

При стоимости тепловой энергии 16869,3 руб/Гкал потери составляют 5771 тыс. руб/год. Сверхнормативные потери объясняются тем, что в процессе эксплуатации происходит ухудшение теплотехнических качеств минераловатных изделий – естественное уплотнение, замачивание и т.д. Кроме того, тепловая изоляция на обследуемом участке частично разрушена и сильно уплотнена. Покровный слой также нарушен и произошло намокание тепловой изоляции.

6. Отпуск тепловой энергии осуществляется по утвержденным температурным графикам без «недотопа». При обследовании тепловых узлов у потребителей пос. Новозаполярный следует, что температура внутреннего воздуха в помещениях выше нормативной и составляла 20 – 24<sup>0</sup>С.

7. Температура теплоносителя в трубопроводах тепловых сетей в некоторых тепловых узлах не соответствовала температурному графику. Это указывает на отсутствие качественной наладки тепловых сетей. При наличии потребителей с различной тепловой нагрузкой (от крупных баз до вагончиков) выполнить качественную наладку тепловых сетей трудно, кроме того, наличие водоподогревателей ГВС на ВЖК с неравномерным потреблением горячей воды усложняет гидравлический режим тепловых сетей.

В результате энергетического обследования нефтегазодобывающих предприятий Заполярного месторождения автором предложены мероприятия по снижению потерь ТЭР, результаты реализации которых представлены в таблице 3.5.

По результатам проведенного автором энергоаудита Заполярного управления энерговодоснабжения разработано 17 энергосберегающих мероприятий, реализация которых даст общий годовой экономический эффект: по природному газу – 46,135 тыс.м<sup>3</sup>/год; по электрической энергии – 310,022 тыс. кВт·ч./год; по тепловой энергии – 542,5 Гкал/год; в денежном выражении – 10010,105 тыс. руб./год. Ожидаемый эффект от внедрения АСКУЭ составит 16,0 млн.руб./год.

Таблица 3.5 – Результаты реализации проектов по снижению потерь энергоресурсов для различных объектов на Заполярном нефтегазовом месторождении

Объект	Проекты и наименования работ	Результаты от реализации рекомендаций
Проект по загрузке котлов с учетом их фактического КПД		
Котельная №3 «ПАЭС-2500»	Снизить загрузку котла №3 с самым низким КПД и загрузкой значительно выше, чем у котлов №1 и №4, у которых КПД выше на 2%. Загрузку котла №3 осуществлять в период покрытия пиковых нагрузок.	Экономия природного газа в количестве 30,0 тыс. м <sup>3</sup> в год, или 24,297 тыс. руб.
Котельная промбазы п. Тазовский «THERMAX»	Снизить загрузку котла №1 с самым низким КПД и загрузкой выше в 3 раза, чем у котла №2. Загрузку котла №1 осуществлять, в период покрытия пиковых нагрузок.	Экономия природного газа в количестве 8,0 тыс. м <sup>3</sup> в год (6,479 тыс. руб.)
Проект по режимной наладке котлов		
Котельная №6 «Висман ВЖК-2С»	Выполнить режимную наладку котлов №3 и №4, т.к. у них произошло разрегулирование горения топлива.	Повышение КПД котлов. Исключение перерасхода газа котлами №3 и №4 в количестве 8135 м <sup>3</sup> в год (6,585 тыс. руб. в год). Затраты – 200 тыс. руб.
Проект по качественной наладке тепловых сетей		
Котельная №3 «ПАЭС-2500»	Выполнить качественную наладку тепловых сетей. Исключить из работы 1 сетевой насос.	Экономия электрической энергии в количестве 75600 кВт·ч/год (820,26 тыс. руб./год). Срок окупаемости 0,6 года. Затраты – 500 тыс. руб.
Проект по замене существующих насосов на насосы меньшей производительности		
Котельная промбазы п. Тазовский «THERMAX»	Заменить сетевые насосы на насосы 4Д 200-90б	Годовая экономия электроэнергии в количестве 149012 кВт·ч (1616,786 тыс. руб.) Срок окупаемости 0,3 года. Затраты – 450 тыс. руб.
Распределительная водонасосная на ВЖК-2С	Демонтировать существующие 2 насоса из 4-х, подающие воду на ВЖК-2С, и смонтировать новые, например КМ 80-50-200	Годовая экономия электроэнергии в количестве 45552 кВт·ч (494,239 тыс. руб.) Срок окупаемости 0,3 года. Затраты – 140 тыс. руб.
Распределительная водонасосная на ВЖК-2С	У 2-х насосов из 3-х установленных заменить электродвигатели мощностью 22 на 15 кВт.	Годовая экономия электроэнергии в количестве 39858 кВт·ч (432,459 тыс. руб.) Срок окупаемости 0,14 года. Затраты – 60 тыс. руб.

Проект по выполнению теплоизоляции трубопроводов тепловых сетей из пенополиуретана		
Тепловые сети от котельной №3 «ПАЭС-2500» до АГРС	При капитальном ремонте тепловых сетей протяженностью 1820 м, тепловую изоляцию трубопроводов выполнить из новейших материалов, например из пенополиуретана.	Снижение потерь тепловой энергии при транспортировке в количестве 200,4 Гкал/год (838,0 тыс.руб.)
Тепловые сети от п. Тазовский «THERMAX» до ВЖК.	При капитальном ремонте тепловых сетей протяженностью 480 м, тепловую изоляцию трубопроводов выполнить из новейших материалов, например из пенополиуретана.	Снижение потерь тепловой энергии при транспортировке в количестве 342,1 Гкал/год (5771,0 тыс.руб.)

В Приложении 2 (таблицы П.1 – П.9) представлены данные по соотношению затрат на реализацию предложенных энергосберегающих мероприятий и получаемой экономии энергоресурсов в денежном выражении.

Таким образом, практическая реализация предложенных в диссертации механизма и инструментов повышения энергетической эффективности нефтегазовых предприятий на основе энергоаудита показала наличие значительного экономического эффекта от проведения предлагаемых процедур энергоаудита.

### **3.3 Разработка практических рекомендаций по повышению энергоэффективности нефтегазодобывающих предприятий на Ямбургском месторождении по результатам энергоаудита**

Автором диссертации проведено энергетическое обследование систем теплоснабжения, водоснабжения, водоотведения и электроснабжения нефтегазодобывающих предприятий Ямбургского управления энерговодоснабжения Уренгойского филиала ООО «Газпромэнерго» ОАО «Газпром». Ямбургское управление организует поставку ТЭР в поселок Ямбург Ямало-Ненецкого Автономного Округа.

Для реализации предложенного в диссертации организационно-

экономического механизма повышения энергоэффективности нефтегазовых предприятий для энергоаудита Ямбургского месторождения также была сформирована многопрофильная МЭГ на базе саморегулируемой организации некоммерческое партнерство «Объединение компаний по энергетическому обследованию в топливно-энергетическом комплексе» (СРО НП «ТЭК Эксперт»). Также предложено создать Фонд экономии энергоресурсов Ямало-Ненецкого Автономного Округа и комиссию по распределению данного фонда.

Ямбургское управление энергоснабжения Уренгойского филиала ООО «Газпромэнерго» организует в пос. Ямбург Ямало-Ненецкого Автономного Округа производство и распределение тепловой энергии и теплоносителя, подъем, очистку и распределение питьевой воды, приемку, перекачку и очистку хозяйственно-бытовых стоков, передачу электрической энергии. Источниками тепловой энергии Ямбургского управления в базовом 2007 году были 11 котельных. Суммарная установленная мощность котлов котельных составляла 198,05 Гкал/час. Транспортировка тепловой энергии для нужд потребителей осуществляется по трубопроводам тепловых сетей. Объектами эксплуатации систем водоснабжения Ямбургского управления энергоснабжения являются водозаборы, водоочистные сооружения, повысительные водонасосные станции и водопроводные сети. Объектами эксплуатации систем водоотведения Ямбургского управления энергоснабжения являются канализационные насосные станции, очистные сооружения, и канализационные сети. Для передачи электрической энергии используются линии высокого напряжения 6, 10 и 110 кВ, а также линии низкого напряжения 0,4 кВ. На границах балансовой принадлежности ведется коммерческий учет поступившей в систему электроэнергии.

Для ведения производственной деятельности Ямбургское управление энергоснабжения потребляет следующие виды энергоресурсов природный газ, дизельное топливо, электроэнергию.

Сведения о потреблении энергетических ресурсов Ямбургским управлением в 2007 году в физическом и денежном выражении приведены в

таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Сведения о потреблении энергетических ресурсов

№ п/п	Наименование энергоносителя	Потребление в физическом выражении	Потребление в денежном выражении
1	Топливный (природный газ)	35655,527 тыс. м <sup>3</sup> /год	28,941 млн.руб./год
2	Дизельное топливо	59,49 т/год	0,357 млн.руб./год
3	Электрическая энергия	24794,276 тыс. кВт·ч/год	61,417 млн.руб./год

Основной деятельностью Ямбургского управления энергоснабжения в части теплоснабжения является выработка и реализация тепловой энергии потребителям в пос. Ямбург. Выработка тепловой энергии для нужд потребителей в базовом 2007 году осуществлялась в 12 котельных. Суммарная установленная мощность котлов котельных Ямбургского управления энергоснабжения согласно паспортным данным составляет 198,05 Гкал/час. Суммарная установленная мощность котлов по данным режимных карт при максимальной нагрузке составляет 183,78 Гкал/час. В 2008 году котельная ВЖК КС-1 Ямбургская передана на баланс ОАО «Ямбурггаздобыча». Без котельной ВЖК КС-1 Ямбургская суммарная установленная мощность котлов согласно паспортным данным составляет 187,85 Гкал/час. Суммарная установленная мощность котлов без котельной ВЖК КС-1 Ямбургская по данным режимных карт при максимальной нагрузке составляет 174,82 Гкал/час. Наиболее крупной по теплопроизводительности является котельная ППК-100. Тепловые схемы котельных ППК-100 и ППК-50 взаимосвязаны и работают на единую тепловую сеть.

Основное топливо, используемое для выработки тепловой энергии в котельных – природный газ. В качестве резервного используется дизельное топливо. Средняя теплотворная способность природного газа для котельных составляет 7920 ккал/м<sup>3</sup>.

На первоначальном этапе энергоаудита – документальное обследование с использованием модифицированной методики энергетического обследования была сформирована группа специалистов из отделов МЭГ:

- отдел наладки и технического обслуживания. В исходной документации указывается год ввода в эксплуатацию котлоагрегатов и котельно-вспомогательного оборудования, так же указывается дата последней режимной наладки котлоагрегата. К моменту обследования последняя режимная наладка проводилась три года назад, соответственно можно предположить, что возможно произошло разрегулирование горения топлива и снижение КПД.

- отдел обслуживания узлов учета. 90% узлов смонтированы неверно. Поэтому при первом обследовании необходимо привлекать специалистов по обслуживанию узлов учета.

По завершению инструментальных обследований начинается работа специалистов мобильной энергосервисной группы по внедрению инновационных энергосберегающих материалов и оборудования. По результатам энергетического обследования формируется состав специалистов из МЭГ (см. таблицу 3.7).

По результатам энергетического обследования были сделаны следующие выводы:

1. Тепловые схемы котельных ППК-100 и ППК-50 взаимоувязаны и работают на единую тепловую сеть. Для разделения зон обслуживания на тепловых сетях установлены «секущие задвижки». Включение в работу котельной ППК-50 для теплоснабжения осуществляется по утвержденному графику в зависимости от температуры наружного воздуха.

2. Котлы и котельно-вспомогательное оборудование котельной ППК-100 находятся в удовлетворительном состоянии. Отпуск тепловой энергии осуществляется по утвержденному температурному графику без «недотопа».

3. Последняя режимная наладка котлов проводилась в 2006 году. Согласно требованиям Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок, п. 5.3.7 режимно-наладочные испытания должны проводиться

не реже одного раза в 3 года.

Таблица 3.7 – Состав МЭГ, сформированной для проведения энергетического обследования Заполярного нефтегазового месторождения

МЭГ внедрения энергосберегающего оборудования	В некоторых котельных отсутствует водоподготовка, поэтому необходимо провести работу по установке новейших установок водоподготовки, что приведет к повышению КПД котлов, продление срока эксплуатации и снижение затрат на очистку котлов и трубопроводов тепловых сетей.
МЭГ внедрения энергосберегающего оборудования	На некоторых объектах установлены насосы завышенной производительности и мощности. Котельные и водозаборы были запроектированы и построены с учетом перспективы и в настоящее время работают не на проектную мощность. Необходимо заменить насосы на более современные с меньшей производительностью.
МЭГ внедрения энергосберегающих материалов	При обследовании тепловых сетей выявлено, что при капитальном ремонте тепловых сетей необходимо тепловую изоляцию трубопроводов выполнить из новейших материалов, например из напыленного пенополиуретана.
МЭГ технико-наладочного профиля: - отдел обслуживания узлов учета	При обследовании котельных и очистных сооружений необходимо демонтировать водомеры и смонтировать новые современные расходомеры с диапазоном 1:250. Так же в котельных необходимо выполнить проект реконструкции узла учета тепловой энергии.
МЭГ технико-наладочного профиля: - отдел наладки и технического обслуживания	После обследования котлоагрегатов выявлено, что в котельных необходимо провести режимную наладку котлов, т.к. у них произошло разрегулирование горения топлива. Так же имея результаты обследования котлоагрегатов и анализируя фактическую загрузку котлов можно снизить загрузку котла с наименьшим КПД и перевести на работу котлов с более высоким КПД.

4. На основании результатов приборного обследования работающего котла и данных режимной карты следует, что обслуживание котла №2 осуществляется на высоком техническом уровне. За счет качественной

подготовки к отопительному периоду и внесению корректив по наладке КПД котла не снизился, а увеличился.

5. Общая теплопроизводительность котельной по паспортным данным составляет 52,2 Гкал/ч. По данным режимных карт общая теплопроизводительность котельной при максимальной нагрузке и теплотворной способности природного газа  $Q_p^n = 7919$  ккал/м<sup>3</sup> составляет 49,83 Гкал/ч. Без учета резервного котла общая теплопроизводительность котельной при максимальной нагрузке составляет 37,20 Гкал/ч.

6. Тепловая нагрузка на котельную по годам меняется незначительно и составляет с учетом потерь в тепловых сетях и расходов на собственные нужды 30,88 Гкал/час. Резерв мощности без учета резервного котла составляет 6,32 Гкал/час или 17,0 %.

7. Режим работы насосов и котлов осуществляется по утвержденному графику. Загрузка котлов осуществляется без учета фактического КПД котлов.

Например, загрузка у водогрейного котла №4 самая высокая, а у котла №1 самая низкая, при этом КПД котла №4 ниже, чем у котла №1 (87,0% и 89,6%, соответственно, при средней теплопроизводительности котлов).

Потери природного газа в 2007 году составили 105,0 тыс. м<sup>3</sup>, или 85,229 тыс. руб. Загрузка у парового котла №1 значительно выше, чем у котла №2, а КПД ниже, чем у котла №2 (90,0% и 92,0%, соответственно, при средней теплопроизводительности котлов). Потери природного газа в 2007 году составили 128,0 тыс. м<sup>3</sup>, или 103,898 тыс. руб.

8. В базовом 2007 году котельной ППК-100 и ППК-50 выработано тепловой энергии в количестве 95115 Гкал при потреблении природного газа 13082,056 тыс.м<sup>3</sup>.

При теплотворной способности природного газа  $Q_p^n = 7920$  ккал/м<sup>3</sup> КПД котельной составил 91,8%, что выше, чем КПД по режимным картам при средней загрузке котлов. Это указывает на отсутствие качественного анализа работы котельной.

9. На вводе водопровода исходной воды установлен водомер (на период обследования водомер находился на поверке).

Водомер смонтирован с нарушениями требований нормативных документов:

- перед водомером отсутствует магнитный фильтр (требование заводоизготовителей и СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов», пункт 4.37),

- перед водомером отсутствует прямой участок трубопровода (требование СНиП 2.04.01-85\* «Внутренний водопровод и канализация зданий», пункт 11.6 и требование заводоизготовителей).

10. В котельной отсутствует приборный учет потребляемого природного газа.

11. В котельной отсутствует приборный учет отпускаемой тепловой энергии и теплоносителя. Из-за отсутствия приборов учета выработка и отпуск тепловой энергии осуществляется аналитическим способом.

12. В котельной отсутствует приборный учет потребляемой электрической энергии.

13. Из-за отсутствия приборов учета выработка и отпуск тепловой энергии осуществляется аналитическим способом.

14. Качество подготовки подпиточной воды осуществляется на высоком техническом уровне в соответствии с требованиями ПТБ 10-574-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов».

15. В котельной максимально используется тепло выпара из деаэраторов.

16. Фактическая температура обмуровки обследованного котла №2 составляет 38.5<sup>0</sup>С. Согласно требованиям Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации РД 34.20.501-95, пункт 4.3.30, температура на поверхности обмуровки котлов должна быть не более 45<sup>0</sup>.

17. По результатам измерений и расчетов следует, что сетевые насосы работают в оптимальном режиме для циркуляции сетевой воды в тепловых

сетях без учета работы сетевых насосов в котельной ППК-50. Фактически в котельной ППК-50 работает еще 1 сетевой насос Д-200-90, что необходимо для циркуляции сетевой воды при отсутствии качественной наладки тепловых сетей.

18. Удельный расход электрической энергии на выработку тепловой энергии за 2007 год составил 47,0 кВт·ч/Гкал. Удельный расход электрической энергии на выработку тепловой энергии за 6 месяцев 2008 года составил 31,8 кВт·ч/Гкал.

19. В котельной частично разрушена тепловая изоляция трубопроводов и арматуры. По этой причине температура внутреннего воздуха в котельной на площадке деаэраторов превышает нормативную и составляет 32<sup>0</sup>С.

Основные выводы после инструментальных обследований тепловых сетей:

1. Состояние тепловых сетей от котельных ППК-100 и ППК-50 удовлетворительное.

2. При подготовке к отопительному периоду восстановлены разрушенные участки тепловой изоляции трубопроводов и арматуры.

3. На обследованном участке тепловых сетей от УТ-1.4 до УТ-2.4 (для теплоснабжения ВОС-6000) общей протяженностью 1250 м в двухтрубном исчислении, в т.ч.: Ø426х9 – 800 м, Ø273х6 – 1250 м.

Сверхнормативные потери тепловой энергии тепловой энергии составляют 496,2 Гкал/год. При стоимости тепловой энергии 1855 руб/Гкал потери составляют 920,451 тыс.руб./год.

Сверхнормативные потери объясняются тем, что в процессе эксплуатации происходит ухудшение теплотехнических качеств теплоизоляционных материалов – естественное уплотнение, замачивание, разрушение и т.д. Покровный слой также частично разрушен. Кроме того, в тепловых камерах тепловая изоляция арматуры выполнена не качественно и частично разрушена.

4. Фактическая толщина теплоизоляционного слоя для обследованных трубопроводов тепловых сетей больше расчетной (по нормам проектирования

на период строительства), поэтому фактические потери тепловой энергии при транспортировке не значительно превышают нормативные, при условии длительной эксплуатации.

5. Состояние тепловых сетей от котельной ВЖК УКПГ-6 удовлетворительное, на отдельных участках тепловых сетей, например от УТ 2.3 до УТ 2.4 – неудовлетворительное.

6. На обследованном участке тепловых сетей от УТ 2.3 до УТ 2.4 протяженностью 120 м в двухтрубном исчислении сверхнормативные потери тепловой энергии составляют 348,796 Гкал/год. При стоимости тепловой энергии 1855 руб/Гкал потери составляют 647,017 тыс.руб./год.

Сверхнормативные потери объясняются тем, что в процессе эксплуатации происходит ухудшение теплотехнических качеств теплоизоляционных материалов – естественное уплотнение, замачивание, разрушение и т.д. Покровный слой также частично разрушен. Кроме того, в тепловых камерах тепловая изоляция арматуры выполнена не качественно и частично разрушена.

7. Тепловая изоляция на участке от УТ 2.3 до УТ 2.4 выполнена из минваты толщиной 20 мм, что меньше, чем требуется по расчету, поэтому фактические потери тепловой энергии при транспортировке значительно превышают нормативные, при условии длительной эксплуатации.

8. Состояние тепловых сетей от котельной ВЖК УКПГ-4 удовлетворительное.

9. При подготовке к отопительному периоду восстановлены разрушенные участки тепловой изоляции трубопроводов и арматуры.

10. На обследованном участке тепловых сетей от УТ-4 до КОС протяженностью 200 м в двухтрубном исчислении сверхнормативные потери тепловой энергии составляют 242,599 Гкал/год. При стоимости тепловой энергии 1855 руб/Гкал потери составляют 450,021 тыс.руб/год. Сверхнормативные потери объясняются тем, что в процессе эксплуатации происходит ухудшение теплотехнических качеств теплоизоляционных материалов – естественное уплотнение, замачивание, разрушение и т.д.

Покровный слой также частично разрушен. Кроме того, в тепловых камерах тепловая изоляция арматуры выполнена не качественно и частично разрушена.

11. Тепловая изоляция на участке от УТ-4 до КОС выполнена из минваты толщиной 50 мм, что меньше, чем требуется по расчету, поэтому фактические потери тепловой энергии при транспортировке превышают нормативные, при условии длительной эксплуатации.

По результатам проведенного энергоаудита Ямбургского управления энерговодоснабжения разработано 28 энергосберегающих мероприятий, реализация которых даст общий годовой экономический эффект 33857,959 тыс. руб. (см. таблицу 3.8).

Таблица 3.8 – Результаты энергоаудита Ямбургского управления энерговодоснабжением

Направление использование ТЭР	Потенциал энергосбережения		Способы реализации
	Натуральная величина/год	тыс.руб./год	
Природный газ, тыс. м <sup>3</sup> /год	543,0	440,753	Загрузка котлов по фактическому КПД.
	122,961	99,807	Режимная наладка котлов.
	1635,951	1327,902	Режимная наладка огневого подогрева
	368,742	299,308	Реконструкция огневого подогрева
Тепловая энергия, Гкал/год	1087,595 Гкал/год	2017,489	Тепловая изоляция трубопроводов тепловых сетей из новых материалов.
Электропотребление, тыс. кВт*ч./год	1814,75	2527,071	Качественная наладка тепловых сетей.
	122,125	154,977	Замена насосов.
	444,022	1740,911	Отключение одного из трансформаторов двухтрансформаторных подстанций при низкой их загрузке
	-	29435,00	Переключение объектов Харвутинской площади от ГТЭС-72 п. Ямбург.
Итого:		33857,959 (без АСКУЭ)	

Ожидаемый эффект от реализованного применения автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии составит 10239,6 тыс. руб./год.

В Ямбургском управлении энерговодоснабжения организовано обучение работников ПТО по направлениям режимной наладки котлов и реконструкции тепловых сетей специалистами МЭГ по консультациям сотрудников. Также с использованием предложенной методики определения нормативов энергопотребления отделом автоматизации МЭГ технико-наладочного профиля были уточнены нормативы потребления природного газа, тепловой и электрической энергии предприятиями Ямбургского управления с учетом выявленного потенциала энергосбережения по этим видам энергоресурсов. Специалистами МЭГ внедрения энергосберегающего оборудования и материалов осуществляется реализация предложенных рекомендаций.

В Приложении 2 (таблицы П.10 – П.28) представлены данные по соотношению затрат на реализацию предложенных энергосберегающих мероприятий и получаемой экономии энергоресурсов в денежном выражении.

Таким образом, практическая реализация предложенных в диссертации механизма и инструментов повышения энергетической эффективности нефтегазовых предприятий на основе энергоаудита показала наличие значительного экономического эффекта от проведения предлагаемых процедур энергоаудита.

### **3.4 Выводы**

В третьей главе диссертации предложена модифицированная методика определения научно обоснованных нормативов удельного энергопотребления с использованием результатов энергетического аудита; разработаны практические рекомендации по повышению энергоэффективности нефтегазодобывающих предприятий Заполярного и Ямбургского месторождений.

Предложена модифицированная методика определения научно

обоснованных нормативов удельного энергопотребления на предприятиях с использованием результатов энергетического аудита. Методика рассматривается на примере расчета нормативов удельных энерготехнологических потерь тепловой энергии (ТЭ) при ее передаче, которые оцениваются для каждого предприятия, эксплуатирующего тепловые сети для передачи ТЭ потребителям. При расчете нормативов энерготехнологических потерь осуществляются расчеты для каждой системы теплоснабжения. Нормативы удельных энерготехнологических потерь при передаче ТЭ разрабатываются по следующим параметрам: потери и объемы полезного использования таких теплоносителей, как пар, конденсат и вода; потери в тепловых сетях; объемы потребления электрической энергии на передачу ТЭ. Определение нормативных энерготехнологических потерь ТЭ через теплоизоляцию трубопроводов проводится для среднегодовых условий функционирования тепловых сетей. В некоторых случаях появляется потребность в использовании вместо среднегодовых значений удельных потерь ТЭ в час их среднесезонных значений, например, при использовании тепловых сетей только во время отопительного сезона, при отключении горячего водоснабжения, или в случае использования самостоятельных тепловых сетей горячего водоснабжения.

Предприятие, эксплуатирующее теплосети, должно регулярно проводить сравнение фактических и нормативных показателей с целью выявления резервов снижения объемов потребления ТЭ, теплоносителей и электричества. На основе этих данных предприятие может разработать мероприятия по увеличению энергоэффективности обследуемой тепловой сети и принять меры по повышению эффективности системы теплоснабжения. Базой для сравнения фактических и нормативных показателей, и разработки энергосберегающих мероприятий (мероприятий по уменьшению резерва экономии ТЭ) могут стать результаты обязательных энергетических обследований предприятий. Энергетическое обследование тепловых сетей осуществляется с целью оценки энергетической эффективности системы энергоснабжения в процессе

эксплуатации и проверки соответствия проектам монтажных и пусконаладочных работ на основе «Методических рекомендаций и типовых программ энергетических обследований систем коммунального энергоснабжения», утвержденных приказом Госстроя Российской Федерации от 10.06.2003 г. № 202.

Предлагаемая автором методика определения научно-обоснованных нормативов удельного энергопотребления (методика проведения энергетического обследования) предполагает осуществление следующей последовательности действий.

1. Изучение эксплуатационной и проектной документации по системе теплоснабжения, а также документации по средствам отпуска, потребления и учета ТЭ и прочим приборам.

2. Проведение проверки соответствия объемов отпуска ТЭ тепловой нагрузке.

3. Проведение анализа отчетности по режимам эксплуатации тепловых сетей.

4. Поверочный расчет параметров тепловой изоляции тепловых сетей, который позволяет уточнить требуемые толщины тепловой изоляции трубопроводов тепловых сетей.

5. Инструментальное обследование тепловых сетей. Определение фактических потерь теплоты на каждом участке тепловых сетей.

Часто величина относительных потерь ТЭ принимается без достаточного обоснования. На практике чаще всего задаются нормативные значения в процентах, кратных пяти (10 и 15%). При расчете нормативных потерь ТЭ необходимо знать параметры: диаметр и длину трубопроводов; расход теплоносителя; температуры теплоносителя и внешней среды; годы монтажа теплоизоляции; типы прокладки трубопроводов. Однако при расчете не учитывают фактическое состояние изоляции трубопроводов. Кроме того, нормативные потери ТЭ должны рассчитываться для тепловой сети в целом с учетом потерь включая утечки теплоносителя с поверхности изоляции всех

трубопроводов, используемых в процессе теплоснабжения от работающего источника ТЭ. Причем эти расчеты должны осуществляться как для планируемого варианта с учетом усредненных данных по температуре наружного воздуха, грунта, длительности отопительного сезона и т.п., так и для фактического варианта данных по указанным параметрам, в частности фактических температур теплоносителя в прямом и обратном трубопроводе. При этом, даже при наличии верно рассчитанных средних нормативных потерь для всей тепловой сети, будет ошибочным перенос этих данных на отдельные ее участки, как это предусмотрено в действующих нормативных документах. Необходимо выполнять обследования всех характерных участков тепловых сетей.

На основе проведенных с участием автора энергетических обследований тепловых сетей в различных районах Ямало-Ненецкого автономного округа установлено, что потери ТЭ с поверхности трубопроводов, находящихся в эксплуатации 10 и более лет, в 1,5-2,5 раза превышают нормативные значения в случае, если нет видимых нарушений изоляции трубопровода, отсутствует вода в лотках (по крайней мере, во время проведения измерений), а также косвенных следов ее пребывания, т.е. трубопровод находится в видимом нормальном состоянии. В случае же, когда вышеуказанные нарушения присутствуют, фактические потери ТЭ могут превысить нормативные значения в 4-6 и более раз.

Для того, чтобы работа энергоаудиторов была более качественной, необходимо создать их заинтересованность в результатах реализации рекомендаций энергетического обследования, выплачивая им, например, определенный процент от сэкономленных в результате проведения энергоаудита и реализации рекомендаций энергозатрат. Например, при обследовании тепловых сетей на нефтегазодобывающих предприятиях Заполярного месторождения выявлены потери тепловой энергии 200,4 Гкал/год, что составляет 838 тыс. руб./год (если премия составит 35, то премия энергоаудитора составит 25 тыс. руб.).

Автором диссертации проведено энергетическое обследование систем теплоснабжения, водоснабжения, водоотведения и электроснабжения нефтегазодобывающих предприятий Заполярного и Ямбургского управлений энерговодоснабжения Уренгойского филиала ООО «Газпромэнерго» ОАО «Газпром». Заполярное управление организует в поселок Новозаполярный и поселок Тазовский Ямало-Ненецкого Автономного Округа: производство и распределение тепловой энергии и теплоносителя; добычу, очистку и распределение питьевой воды; приемку и очистку стоков; передачу электрической энергии.

Для реализации предложенного в диссертации организационно-экономического механизма повышения энергоэффективности нефтегазовых предприятий была сформирована многопрофильная мобильная энергосервисная группа на базе саморегулируемой организации некоммерческое партнерство «Объединение компаний по энергетическому обследованию в топливно-энергетическом комплексе» (СРО НП «ТЭК Эксперт»). Также предложено создать Фонд экономии энергоресурсов Ямало-Ненецкого Автономного Округа и комиссию по распределению данного фонда.

Ямбургское управление организует поставку ТЭР в поселок Ямбург Ямало-Ненецкого Автономного Округа. В работе проведен анализ потребления ТЭР, анализ работы систем теплоснабжения, электроснабжения, водоснабжения и водоотведения. Составлены балансы: выработки и распределения тепловой энергии; добычи и распределения очищенной питьевой воды; электропотребления.

По результатам проведенного энергоаудита Ямбургского управления энерговодоснабжения разработано 28 энергосберегающих мероприятий, реализация которых даст общий годовой экономический эффект 33857,959 тыс. руб.

В Ямбургском управлении энерговодоснабжения организовано обучение работников ПТО по направлениям режимной наладки котлов и реконструкции тепловых сетей специалистами МЭГ по консультациям сотрудников. Также с

использованием предложенной методики определения нормативов энергопотребления отделом автоматизации МЭГ технико-наладочного профиля были уточнены нормативы потребления природного газа, тепловой и электрической энергии предприятиями Ямбургского управления с учетом выявленного потенциала энергосбережения по этим видам энергоресурсов. Специалистами МЭГ внедрения энергосберегающего оборудования и материалов осуществляется реализация предложенных рекомендаций.

Ожидаемый эффект от реализованного применения автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии составит 10239,6 тыс. руб./год.

В результате энергетического обследования нефтегазодобывающих предприятий Заполярного месторождения автором предложены мероприятия по снижению потерь ТЭР.

По результатам проведенного автором энергоаудита Заполярного управления энергоснабжения разработано 17 энергосберегающих мероприятий, реализация которых даст общий годовой экономический эффект: по природному газу – 46,135 тыс.м<sup>3</sup>/год; по электрической энергии – 310,022 тыс. кВт·ч./год; по тепловой энергии – 542,5 Гкал/год; в денежном выражении – 10010,105 тыс. руб./год. Ожидаемый эффект от внедрения АСКУЭ составит 16,0 млн.руб./год.

Таким образом, практическая реализация предложенных в диссертации механизма и инструментов повышения энергетической эффективности нефтегазовых предприятий на основе энергоаудита показала наличие значительного экономического эффекта от проведения предлагаемых процедур энергоаудита.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Проведен анализ существующих подходов к управлению энергосбережением в нефтегазовом комплексе, результаты которого позволили определить роль энергосбережения и энергетического аудита в повышении энергетической эффективности нефтегазовых предприятий, а также обосновать целесообразность разработки и реализации специального организационно-экономического механизма и инструментов повышения энергетической эффективности предприятий на основе интеграции экономических интересов различных участников бизнес-процессов по обеспечению энергосбережения с использованием энергоаудита.

2. Разработан организационно-экономический механизм повышения энергетической эффективности нефтегазовых предприятий с использованием модифицированных процедур энергоаудита, реализация которого позволит создать специальную инфраструктуру для практической реализации и распространения энергосберегающих мероприятий, что обеспечит экономическую эффективность и конкурентоспособность российского нефтегазового комплекса, с учетом компромисса экономических интересов всех участников бизнес-процессов по энергосбережению.

3. Разработана модифицированная методика проведения энергетических обследований нефтегазовых предприятий, основанная на деятельности мобильных энергосервисных групп, являющихся центральным звеном предложенного организационно-экономического механизма повышения энергетической эффективности предприятий нефтегазового комплекса. Данная методика направлена не только на выработку, но и на осуществление практической реализации мероприятий в области энергосбережения, что существенно повышает результативность процедур энергоаудита.

4. Для повышения информативности отчетных форм представления результатов энергоаудита предложена модифицированная структура энергетического паспорта предприятий нефтегазового комплекса, составление

которого является заключительным этапом реализации модифицированной методики энергетического аудита.

5. Разработана модифицированная методика определения нормативов энергопотребления для нефтегазовых предприятий, которая позволяет определить научно-обоснованные нормативы потребления энергоресурсов с учетом специфики конкретных предприятий, что в свою очередь, обеспечит по результатам энергоаудита разработку не только типовых, но и специальных мероприятий по экономии энергоресурсов.

6. Реализация результатов работы при проведении энергоаудитов и разработке научно-обоснованных мероприятий по повышению энергоэффективности нефтегазодобывающих предприятий Заполярного и Ямбургского нефтегазовых месторождений, обеспечила получение значительного экономического эффекта.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федеральный закон Российской Федерации «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ.
2. Распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 № 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года».
3. Распоряжение Правительства РФ от 17 ноября 2008 г. №1662-р «Концепция долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года».
4. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 2446-р, «О государственной программе «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года».
5. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 3 апреля 2013 г. № 512-р «Государственная программа РФ «Энергоэффективность и развитие энергетики».
6. ГОСТ-Р 51389-99. «Энергосбережение. Энергетический паспорт промышленного потребителя топливно-энергетических ресурсов. Основные положения. Типовые формы». Постановление Госстандарта России от 30.11.1999 N 471-ст ГОСТ Р от 30.11.1999 N 51379-99.
7. Абалкин Л.И. Энергетический сектор в среднесрочной программе развития экономики России / Аганбегян А.Г., Бушуев В.В. и др. - М.: ОАО «ВНИИОЭГ», 1997. - 72с.
8. Абуев И.М. Системы теплоснабжения с применением тепловых насосов // Малые и средние ТЭЦ. Экономика малой энергетики и проблемы инвестиций. Практический опыт: Материалы Конференции: Из-во НП «Российское теплоснабжение», 2006.
9. Аверина, Т.Н. Формирование государственного механизма стимулирования энергосбережения на промышленных предприятиях региона

[Текст] : автореф. дис. на соискание ученой степени кандидата экономических наук: 08.00.05 / Т.Н. Аверина. – Тула, 2004. – 155 с.

10. Алдошин С.М. Современная энергетика [Текст] / А.А. Борисов, П.Е. Матковский, В.П. Мешалкин, М.Н. Смирнов, В.Н. Троицкий, Р.С. Яруллин // Наука в России. – 2013. – №2. – с. 17-20.

11. Андрижиевский, А.А. Энергосбережение и энергетический менеджмент [Текст] : учеб. пособие / А.А. Андрижиевский, В.И. Володин. – М.: Высш. шк., 2005. – 294 с.

12. Ахмадиев, Р.Я. Экономическое обоснование освоения потенциала ресурсосбережения (На примере энергосбережения) [Текст] : автореф. дис. на соискание ученой степени кандидата экономических наук: 08.00.05 / Р.Я. Ахмадиев. – Казань, 2002. – 148 с.

13. Байков Н.М. Прогноз развития отраслей ТЭК в мире и по основным регионам до 2030 г. / Н.М. Байков, Р.Н. Гринкевич. – М.: ИМЭМО РАН, 2009. – 82 с.

14. Байнев, В.Ф. Научно-технический прогресс и энергосбережение (Потребительностоимостной анализ) [Текст] : автореф. дис. на соискание ученой степени доктора экономических наук: 08.00.05 / В.Ф. Байнев. – Санкт-Петербург, 1999. – 416 с.

15. Балябина, А.А. Роль малых инновационных предприятий при вузах в обеспечении энергосбережения в ЖКХ // Регионология. – 2011. – № 1. – С. 115 – 119.

16. Богачкова, Л.Ю. Совершенствование управления отраслями российской энергетики: теоретические предпосылки, практика, моделирование [Текст] : автореф. дис. на соискание ученой степени доктора экономических наук: 08.00.05 / Л.Ю. Богачкова. – Волгоград, 2007. – 421 с.

17. Брагинский О.Б. Нефтегазовый комплекс мира. – М.: Изд-во «Нефть и газ» ГРУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 640 с.

18. Бутузов В.А. Повышение эффективности систем теплоснабжения на основе возобновляемых источников энергии : Диссертация на соискание ученой

степени д-ра техн. наук : Краснодар, – 2004. – 297 с.

19. Вакулко, А.Г. Методические материалы к проведению энергетического аудита [Текст] / А.Г. Вакулко, С.А. Михайлов, Е.Г. Гашо // Энергосбережение. – 2001. – № 6. – С.33-36.

20. Варнавский Б.П. Энергоаудит промышленных и коммунальных предприятий [Текст] : учебное пособие / Б.П. Варнавский, А.И. Колесников, М.Н. Федоров. – М.: Госэнергонадзор Минтопэнерго России, Российско - Датский институт энергоэффективности, Ассоциация энергоменеджеров, 1999. – 236 с.

21. Васильев Г.П. Автоматизированная теплонасосная установка, утилизирующая низкопотенциальное тепло сточных вод Зеленограда [Текст] / Абуев И. М., Горнов В. Ф. // АВОК. – 2004. – № 5.

22. Васильев П., Россия и СНГ в новейших европейских интеграционных процессах [Текст] / П. Васильев // Экономика и ТЭК сегодня. – 2009. № 11.

23. Веселов, В.А. Организационно-экономический механизм энергосбережения в АПК [Текст] : автореф. дис. на соискание ученой степени кандидата экономических наук: 08.00.05 / В.А. Веселов. – Кострома, 2004. – 230 с.

24. Волков, Э.П. Проблемы и перспективы развития электроэнергетики России [Текст] / Э.П. Волков, В.А. Баринов, А.С. Маневич // М.: Энергоатомиздат, 2001.

25. Волож Ю.А. О стратегии очередного этапа нефтепоисковых работ в Прикаспийской нефтегазоносной провинции / А.Н. Дмитриевский, Ю.Г. Леонов, Н.В. Милетенко, Л.И. Ровнин [Текст] // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 4. – С. 341 – 362.

26. Вольфберг Д.Б., Кролин А.А., Шахин В.П. Состояние и перспективы российской теплофикации // Экологическая безопасность. – 1999. – № 1(12). – С. 56-62.

27. Высокций, В.И. Мировые ресурсы нефти и газа и их освоение [Текст] / В.И. Высокций, А.Н. Дмитриевский // Российский химический журнал. – 2008.

– № 6. – С. 18 – 24.

28. Гайда И.В. Путь к глобальной конкурентоспособности: повышение энергоэффективности нефтегазового комплекса. Форум ENES-2013 (21.11.2013).

29. Глушакова В.Г., Симагин Ю.А. Региональная экономика. Природно-ресурсные и экологические основы. – М.: Кнорус, 2012. – 320 с.

30. Гринберг, Р.С. Есть ли несырьевое будущее у России? [Текст] / Р.С. Гринберг // Вестник экономической интеграции. – 2008. – Т. 1. – № 4. – С. 6 – 16.

31. Гринберг, Р.С. О промышленном развитии Российской Федерации [Текст] / Р.С. Гринберг, Д.Е. Сорокин // Экономика и управление. – 2008. – № 5. С. 2 – 7.

32. Гришан, А.А. Энергосберегающие аспекты бизнеса и условия для его реализации / А.А. Гришан // Перспективы развития бизнеса в условиях малых городов Дальнего Востока: сб. трудов Международ. научно-практич. конф.; под ред. проф. В.А. Осипова. Владивосток: Изд-во ДВГТУ, 2007. – С. 55–59.

33. Грушин, А.В. Совершенствование методического обеспечения разработки программы энергосбережения на промышленном предприятии [Текст] : автореф. дис. на соискание ученой степени кандидата экономических наук: 08.00.05 / А.В. Грушин. – Москва, 2003. – 139 с.

34. Гурьева Л.В., Степанова Н.Ю., Латыпова В.З., Клевлеева Т.Р. Состояние окружающей среды и здоровья населения в условиях воздействия нефтедобычи (на примере Новошешминского района Татарстана) //Журнал экологии и промышленной безопасности, 2010, №3. – С. 11-13.

35. Дамбиев Ц.Ц. Методологические и практические основы энергосбережения в энергетических системах и комплексах для устойчивого развития Байкальского региона [Текст] : автореф. дис. на соискание ученой степени доктора технических наук: 05.14.01 / Ц.Ц. Дамбиев. – Улан-Удэ, 2002. – 431 с.

36. Данилов-Данилян, В.И. Экологический вызов и устойчивое развитие [Текст] / В.И. Данилов-Данилян, К.С. Лосев. – М.: Прогресс-Традиция, 2000.
37. Данилов, О.Л. Практическое пособие по выбору и разработке энергосберегающих проектов [Текст] / О.Л. Данилов, П.А. Костюченко. – М.: ЗАО «Технопромстрой», 2006. – 668 с.
38. Дежина, И.Г. Новые инструменты государственного стимулирования инновационной деятельности [Текст] / И.Г. Дежина // Инновации. – 2005. – №4.
39. Денисов В.И. Основы метода расчета экономии топлива при комбинированном способе производства электрической и тепловой энергии / В.И. Денисов // Электрические станции. - 2010. - № 9. - С. 59-65.
40. Дмитриевский, А.Н. Перспективы инновационного развития нефтегазового комплекса России [Текст] / А.Н. Дмитриевский // Бурение и нефть. – 2007. – № 7 – 8. – С. 11 – 13.
41. Дови В. Основы экономики ресурсосберегающих интегрированных химико-технологических систем и окружающей среды [Текст] / В.П. Мешалкин, Р. Смит, Л. Пуйджанер. – Genova, DICHER, 1999, 461с.
42. Дунаев В.Ф. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности / В.Ф. Дунаев, В.А. Шпаков, Н.П. Епифанова и др. – 3-е изд. испр. и доп. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 305 с.
43. Евпанов Е. Модернизацию экономики нужно начинать с нефтегазового комплекса [Текст] / Е. Евпанов // Российская Бизнес-газета. – 2011. – С. 783/1.
44. Израэль Ю.А. Экологически устойчивое развитие [Текст] / Ю.А. Израэль // Использование и охрана природных ресурсов в России. – 2005. – № 6. – С. 82.
45. Инновационно-технологическое развитие экономики России: проблемы, факторы, стратегии, прогнозы [Текст]: монография / К.К. Вальтух [и др.] – 2005.
46. Литвак В.В. Об энергетическом паспорте региона / В.В. Литвак, М.М. Соловьев, М.М. Яворский // [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

<http://www.energsovet.ru/stat4.html>

47. Канторович А.Э., Коржубаев А.Г. Прогноз развития новых центров нефтяной и газовой промышленности на востоке России и экспорта нефти, нефтепродуктов и газа в восточном направлении [Текст] // Регион: экономика и социология. 2007. – № 1. – С. 210-229.

48. Кожурбаев А.Г. Нефтедобывающая промышленность России [Текст] / А.Г. Кожурбаев, Л.В. Эдер // Бурение и нефть. – 2011. – № 4. – С. 3-8

49. Кожухова О.С. Нефтегазовый комплекс России: состояние и направления развития [Текст] / О.С. Кожухова // Вопросы экономики и права. – 2011. – № 7. – С. 174-184.

50. Кролин А.А. Механизм и инструменты распространения инноваций в области энергосбережения [Текст] : автореф. дис. на соискание ученой степени кандидата экономических наук: 08.00.05 / А.А. Кролин. – Москва, 2012. – 22 с.

51. Кролин А.А. Инструменты распространения инноваций в области энергосбережения на региональном уровне // Путеводитель предпринимателя. – 2011. – Вып. XI. – С.164-168.

52. Кролин А.А. Оценка экономической эффективности использования мобильной диагностической лаборатории // Ученые записки Российской академии предпринимательства. – 2011. – Вып. XXVIII. – С.189-192.

53. Круглик В.М., Сычев Н.Г. Основы энергосбережения: учебное пособие. – Мн.: ИПД, 2010. – 138 с.

54. Кузык Б.Н. Инновационное развитие России: сценарный подход [Текст] / Б.Н. Кузык // Экономические стратегии. – 2009. – № 1. – С. 57.

55. Кузык, Б.Н. Россия – 2050: стратегия инновационного прорыва [Текст] / Б.Н. Кузык, Ю.В. Яковец. – 2-е изд., доп. – М.: ЗАО «Издательство «Экономика», 2005. – 624 с.

56. Кузьменко, В.В. Организационно-экономический механизм энергосбережения в АПК региона [Текст] : автореф. дис. на соискание ученой степени доктора экономических наук: 08.00.05 / В.В. Кузьменко. – Ставрополь, 2000. – 364 с.

57. Курашев, А.Н. Отчет о научно-исследовательской работе по теме: ТЭК-3-013 «Формирование системы балансов основных видов топлива, нефтепродуктов и сжиженных углеводородных газов, электроэнергии и тепла в разрезе субъектов Российской Федерации до 2020 года» [Текст] / А.Н. Курашев [и др.]; научный руководитель НИР А.А. Макаров. – М.: ИНЭИ РАН, 2006. – 1543 с.

58. Лаверов, Н.П. Топливо-энергетические ресурсы: состояние и рациональное использование [Текст] / Н.П. Лаверов // Труды научной сессии Российской академии наук. – М.: Наука, 2006. – С. 21 – 29.

59. Ларин, А.Н. Энергосбережение при типовой системе тепловодоснабжения на примере района Москвы [Текст] / А.Н. Ларин, Т.Г. Подберецкая, В.Г. Патрикеев // Датчики и системы. – 2002. – № 7. – С. 50 – 51.

60. Леонов Ю.Г. Осадочные бассейны: методика изучения, строение и эволюция. – Тр. ГИН, 2004.

61. Леонтьев Л.И. Сырьевая и топливная база черной металлургии [Текст] : учебное пособие для вузов / Ю.С. Юсфин, Т.Я. Малышева, С.Н. Шумаков и др. – М.: Академкнига, 2007. - 304 с.

62. Львов, Д. С. Современные проблемы энергосбережения в России [Текст] / Д.С. Львов, В.С. Некрасов // Сб. докл. межд. симп. «Энергоэффективная экономика – основа устойчивого развития России в XXI веке». М. – 2001.

63. Максимов, С.А. Резервы энергосбережения на промышленном предприятии [Текст] : автореф. дис. на соискание ученой степени кандидата экономических наук: 08.00.05 / С.А. Максимов. – Саратов, 2003. – 152 с.

64. Максимчук, И.Д. Энергосбережение, энергоэффективные и энергосберегающие техника и технология, инжиниринговые услуги, опыт и перспективы / И.Д. Максимчук // ЭСКО Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы» – 2004. – № 9. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://esco-ecosys.narod.ru/2004\\_9/art31.htm](http://esco-ecosys.narod.ru/2004_9/art31.htm)

65. Матковский Г.Е. Современная энергетика [Текст] / Г.Е. Матковский [и

др.] // Альтернативная энергетика и экология. – 2007. – № 11. – С. 25 – 72.

66. Мешалкин, В.П. Основные черты глобализации мировой экономики [Текст] / В.П. Мешалкин, И.А. Петров, Л.В. Фомченкова // Российское предпринимательство. – 2002. – № 6. – С. 25 – 27.

67. Мешалкин, В.П. Оценка потенциала энергосбережения в регионах [Текст] / В.П. Мешалкин, С.А. Михайлов, А.А. Балябина // Менеджмент в России и за рубежом – 2010. – № 3. – С. 53 – 57.

68. Мешалкин В.П. Ресурсоэнергоэффективные методы энергообеспечения и минимизации отходов нефтеперерабатывающих производств – Москва-Генуя: Химия, 2010. - 393с.

69. Михайлов, С.А. Виды региональных стратегий энергосбережения [Текст] / С.А. Михайлов, М.И. Дли, А.А. Балябина // Интеграл. – 2008. – № 4 (42) – С. 76 – 78.

70. Михайлов С.А. Методологические основы стратегического управления энергосбережением в региональных промышленных комплексах [Текст] : автореф. дис. на соискание ученой степени доктора экономических наук: 08.00.05 / С.А. Михайлов. – Москва, 2010. – 45 с.

71. Михайлов, С.А. Сопоставительный анализ федеральных, региональных и отраслевых программ по энергосбережению и эффективности энергопотребления [Текст] / С.А. Михайлов, А. Н. Кузовкин, А. И. Гордукалов, Н.А. Сизова // Микроэкономика. – 2007. – № 1 – С. 35 – 55.

72. Михайлов, С.А. Стратегическое управление энергосбережением в промышленности [Текст] / С.А. Михайлов. – М.: Финансы и статистика, 2010. – 288 с.

73. Можяева, С.В. Экономика энергетического производства [Текст] : учебное пособие / С.В. Можяева. – 3-е изд., доп. и перераб. – СПб.: Издательство «Лань», 2003. – 208 с.

74. Моисеева М.А. Налогообложение добычи нефти и газа: тенденции развития [Текст] / М.А. Моисеева, И.Е. Войшвилло, Н.С. Милоголов // Финансовый журнал. – 2012. – № 1. – С. 94-98.

75. Мошин, А.Ю. Основные проблемы функционирования и развития естественных монополий в России [Текст] / А.Ю. Мошин, В.П. Мешалкин // Российское предпринимательство. – 2005. – № 5. – С. 22 – 28.

76. Овинникова К.Н. Современное состояние нефтегазового комплекса России и его проблемы [Текст] / К.Н. Овинникова // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 322, № 6. – С. 47-51.

77. Орлов А.И. Управление промышленной и экологической безопасностью : Учебное пособие / В. Н. Федосеев, В. Г. Ларионов, А. Ф. Козьяков. – М.: УРАО, 2003. – 220 с.

78. Орлов В.П. Минерально-сырьевые проблемы России на фоне глобальных тенденций // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2011. – № 2. – С. 3-5.

79. Основы интеграции тепловых процессов [Текст] / Смит Р., Клемеш Й., Товажнянский Л.Л., Капустенко П.А., Ульев Л.М. – Харьков, НТУ "ХПИ", 2000. – 458 с.

80. Основы разработки отраслевых комплексных программ рационального энергопользования и энергосбережения [Текст] / А.А. Злобин [и др.] // Энергетическая политика. – 2003. – № 4. – С. 29 – 35.

81. Павленко, В.А. Обоснование экономической эффективности инвестиционных проектов в топливно-энергетическом комплексе с учетом экологических критериев и рисков [Текст] / В.А. Павленко, А.Р. Ткачева, А.О. Сизова // Российское предпринимательство. – 2009. – № 6 (2). – С. 92 – 97.

82. Попов, В.В. Проблемы развития и эффективного использования минерально-сырьевой базы России [Текст] / В.В. Попов, Ю.Г. Сафонов. – М.: ИГЕМ РАН, 2003. – 202 с.

83. Прудников С.А. Повышение эффективности электроэнергетических предприятий на основе развития инновационной инфраструктуры : Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата экономических наук : 08.00.05 : Москва, 2007. – 22 с.

84. Пыхтин Р.В. Выбор стратегий развития генерирующих

электроэнергетических предприятий в условиях формирования конкурентного рынка электроэнергии (на примере Смоленской области) : Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата экономических наук: 08.00.05. – Смоленск, 2007.

85. Регулирование выбросов парниковых газов как фактор повышения конкурентоспособности России / А.А. Аверченков, А.Ю. Галенович, В.Г. Сафонов, Ю.Н. Федоров, Москва: НОПППУ. – 2013. – 88 с.

86. Самсонов В.С. Экономика предприятий энергетического комплекса [Текст] : учебник для вузов / В.С. Самсонов, М.А. Вяткин. – 2-е изд. – М.: Высш. шк., 2003. – 416 с.

87. Саркисов П.Д., Мешалкин В.П. Бережливое богатство. Ресурсосбережение – важнейший фактор экономической эффективности работы химических предприятий // Российское предпринимательство. – 2001. – №9. – С. 10-15.

88. Саркисов, П.Д. Решение международной научно-практической конференции «Логистика и экономика ресурсосбережения и энергосбережения в химической и нефтехимической промышленности» [Текст] / П.Д. Саркисов. – Российское предпринимательство. – 2002. – № 12. – С. 115 – 117.

89. Стратегия, основные задачи и подходы в области энергоэффективности в РФ. Доклад заместителя Министра энергетики РФ Андрея Реуса на Конференции по энергоэффективности (в рамках председательства Германии в «Группе восьми» и ЕС) в Берлине. 23 апреля 2007. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.minprom.gov.ru/appearance>

90. Старцева Г.П. Транспорт, энергетика и нефтехимия без нефти / П.Е. Матковский, И.В. Седов // Все материалы. Энциклопедический справочник. – 2013. – № 3. – С. 2-6.

91. Троицкий-Марков, Т.Е. Научно-методические принципы энергоаудита и энергоменеджмента [Текст] / Т.Е. Троицкий-Марков, О.Н. Будадин, С.А. Михайлов, А.И. Потапов // М.: Наука, 2005. – 537 с.

92. Уринсон, Я.М. Функционирование и развитие электроэнергетики Российской Федерации в 2006 г. Информационно-аналитический доклад [Текст] / Я.М. Уринсон. – М.: Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике. – 2007. – 290 с.

93. Фаворский, О.Н. Развитие энергетики России в ближайшие 20-30 лет [Текст] / О.Н. Фаворский // Теплоэнергетика. – 2008. – № 2. – С. 2 – 3.

94. Фадеев А.М. Устойчивое развитие нового добывающего региона при реализации нефтегазовых проектов на шельфе Арктики [Текст] / А.М. Фадеев, А.Е. Череповицын, Ф.Д. Ларичкин // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз. – 2012. – № 1(19). – С. 33-37.

95. Фетисов, Г.Г. Альтернативы «сырьевой» модели развития российской экономики (как трансформировать «нефтедолларовые» доходы в высокие технологии?) / Г.Г. Фетисов // Российский экономический журнал. – 2007. – № 9–10. С. 3 – 15.

96. Федоров Д.Ю. Механизм повышения эффективности инновационной деятельности энергосбытовых компаний в сфере энергосбережения: Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата экономических наук : 08.00.05 : Москва, 2012. – 22 с.

97. Фокин В.М. Основы энергосбережения и энергоаудита. – М.: «Издательство машиностроение-1», 2006. – 256 с.

98. Фортов, Б.Е. Основные проблемы энергетики России [Текст] / Б.Е. Фортов, О.Н. Фаворский // Вестник Российской академии наук.– 2006. – № 5. – С. 389.

99. Электротехнический справочник в 4-х т. Т3. Производство, передача и распределение электрической энергии [Текст] / под ред. В.Г.Герасимова [и др.]. – 8-е изд. – М.: МЭИ, 2002.

100. Экономика и управление энергетическими предприятиями [Текст] : учебник для студ. высш. учеб. заведений / Т.Ф. Басова [и др.]; под ред. Н.Н. Кожевникова. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 432 с.

101. Энергосбережение в ЖКХ: Учебно-практическое пособие / Под ред. Л.В. Примака, Л.Н. Чернышева. – М.: Академический Проект; Альма Матер, 2011. – 622 с.
102. Экономика энергетики [Текст] : учеб. пособие для вузов / Н.Д. Рогалев [и др.]; под ред. Н.Д. Рогалёва. – М.: Издательство МЭИ, 2005. – 288 с.
103. Эффективность природоохранной деятельности и моделирование рационального природопользования : Препр. докл. / Х. Н. Гизатуллин, А. Ю. Дышаев ; Урал. отд-ние АН СССР, Башк. науч. центр, Отд. экон. исслед., 1989. – 42 с.
104. Мозгова А.С. Механизм повышения эффективности предприятий нефтегазового комплекса с использованием энергоаудита // Транспортное дело России – 2013. №6 – ч. 2. – С.178-180.
105. Мозгова А.С. Инновационные подходы к повышению экономической эффективности систем теплоснабжения // Вестник Российской академии естественных наук – 2011 - №15 (4) – С.21-22
106. Мозгова А.С. Экономические аспекты организации учета тепловой энергии // Интеграл – 2011 - №2 – С.12-13
107. Мозгова А.С. Роль энергетических обследований в повышении энергоэффективности предприятий нефтегазового комплекса // Информационные технологии, энергетика и экономика: Сб. тр. X Междунар. науч.-тех. конф., Смоленск: из-во «Универсум», 2013. Т.1. - С. 345-347.
108. Мозгова А.С. Мобильные энергосервисные группы как инструмент повышения энергоэффективности предприятий нефтегазового комплекса Информационные технологии, энергетика и экономика: Сб. тр. IX Междунар. науч.-тех. конф., Смоленск: из-во «Универсум», 2012. Т.1. - С. 205-209.
109. Мозгова А.С. Повышение энергоэффективности предприятий нефтегазового комплекса на основе модифицированной методики энергоаудита // Информационные технологии, энергетика и экономика: Сб. тр. X Междунар. науч.-тех. конф., Смоленск: из-во «Универсум», 2013. Т.1. - С. 347-351.
110. Мозгова А.С. Организационно-экономические подходы к

управлению энергосбережением в нефтегазовом комплексе // Энергетика, информатика, инновации – 2013: Сб. тр. III Междунар. науч.-техн. конф., Смоленск: из-во «Универсум», 2013. Т.1. – С. 319-323.

111. Мозгова А.С. Модифицированная процедура энергетического аудита для повышения экономической эффективности предприятий ТЭК // Энергетика, информатика, инновации: Сб. тр. II Междунар. науч.-техн. конф., Смоленск: из-во «Универсум», 2012. Т.1. – С. 341-343.

112. Мешалкин В.П. Организационно-экономический механизм повышения энергоэффективности нефтегазовых предприятий (препринт) / В.П. Мешалкин, А.С. Мозгова, Д.А. Тюкаев. – Смоленск: из-во «Универсум», 2014, 76 с.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АС КУЭ	Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии
КИПиА	Контрольно-измерительные приборы и автоматика
КПД	Коэффициент полезного действия
МИП	Малое инновационное предприятие
МЭГ	Мобильная энергосервисная группа
НИИ	Научно-исследовательский институт
ПТО	Производственно-технический отдел
СРО	Саморегулируемая организация
ТЭК	Топливо-энергетический комплекс
ТЭР	Топливо-энергетические ресурсы
ЦТП	Центральный тепловой пункт
ЭПП	Энергетический паспорт предприятия

## ГЛОССАРИЙ ОСНОВНЫХ ТЕРМИНОВ И ПОНЯТИЙ

**Бизнес-процесс** – совокупность взаимосвязанных работ по изготовлению готовой продукции или выполнению услуг на основе потребления разнообразных ресурсов.

**Заполярное нефтегазовое месторождение** – месторождение газа, газового конденсата и нефти, расположенное на территории Тазовского района Ямало-Ненецкого автономного округа.

**Инновационная инфраструктура** – совокупность организаций, фирм или объединений, участвующих во всем цикле осуществления инновационной деятельности от генерации новых научно-технических идей и их отработки до выпуска и реализации наукоемкой продукции (изделия или услуги), которая представляет собой совокупность взаимосвязанных и взаимодополняющих друг друга систем и соответствующих им организационных элементов, необходимых и достаточных для эффективного осуществления данных видов деятельности.

**Инструмент** – средство, способ, применяемый для достижения чего-либо.

**Коммерциализация научных и (или) научно-технических результатов** - деятельность по вовлечению в экономический оборот научных и (или) научно-технических результатов.

**Конкурентоспособность** – проявление превосходства определенного объекта или субъекта над конкурентами в заданных условиях.

**Коэффициент полезного действия (КПД)** – показатель эффективности системы (устройства, машины) в отношении преобразования или передачи энергии; определяется отношением полезно использованной энергии к суммарному количеству энергии, полученному системой.

**Малое инновационное предприятие** – коммерческая организация, субъект малого предпринимательства, в уставном капитале которого доля участия Российской Федерации, субъектов Российской Федерации,

общественных и религиозных организаций (объединений), благотворительных и иных фондов не превышает 25%, доля, принадлежащая одному или нескольким юридическим лицам, не являющимся субъектами малого предпринимательства, не превышает 25% и в которой средняя численность работников за отчетный период не превышает предельного минимального уровня.

**Метод** – последовательность (совокупность) приемов и операций теоретического и практического освоения действительности, применяемых для решения конкретного типа задач.

**Методика** – упорядоченная совокупность методов, основной набор приемов, средств или операций, осуществляемых в строгой последовательности, обеспечивающих решение конкретного типа задач.

**Методология** – совокупность и порядок применения методик, методов и инструментов, применение которых обеспечивает научно-обоснованное решение определенного типа проблем.

**Мобильная энергосервисная группа** – коллектив специалистов в инновационной инфраструктуре, осуществляющий проведение энергетических обследований предприятий и последующую реализацию энергосберегающих мероприятий, рекомендованных энергоаудиторами.

**Научно-методический аппарат** – совокупность разработанных в ходе развития науки и практики, принятых к широкому использованию методов, способов, средств и инструментов поиска решений определенного типа научных и практических задач, которые приводят к получению научных результатов, обладающих вполне определенной гарантированной степенью достоверности.

**Нефтегазовый комплекс** – группа отраслей по добыче, транспортировке, переработке природных углеводородных ресурсов – нефти и газа, а также распределению продуктов их переработки.

**Нефтегазовое месторождение** – совокупность залежей нефти и газа, контролируемых одной организационно-экономической системой.

**Нормативы энергопотребления** – научно-обоснованные показатели объемов энергопотребления в расчете на какой-либо базовый показатель.

**Организационно-экономический механизм** – упорядоченная совокупность организационных структур, конкретных форм и методов управления, инструментов, способов и взаимосвязанных процедур, а также правовых норм, с помощью которых реализуются действующие в конкретных условиях экономические процессы и явления, направленные на выполнение какой-либо общей цели.

**Потенциал энергосбережения** – физическая величина, характеризующая возможность повышения показателей энергосбережения и снижения потерь энергии на основе рационального использования топливно-энергетических ресурсов.

**Процедура** – взаимосвязанная последовательность действий, направленных на достижение определенного результата.

**Процесс управления** – функция сознательной целесообразной деятельности субъектов управления по выбору и осуществлению целенаправленных действий, обеспечивающих в условиях непрерывно изменяющейся среды поддержание структуры, параметров и переменных какой-либо системы, явления или процесса на желаемом значении.

**Саморегулируемая организация** – некоммерческая организация, созданная для реализации целей, предусмотренных ФЗ №315 от 01.12.2007 г. «О саморегулируемых организациях» и другими федеральными законами, основанная на членстве, которая объединяет субъектов предпринимательской деятельности, исходя из единства отрасли производства товаров (работ, услуг) или рынка произведенных товаров (работ, услуг), либо объединяет субъектов профессиональной деятельности определенного вида.

**Системный подход** – это совокупность методологических средств и методического обеспечения, используемых для подготовки, принятия и обоснования решений сложных проблем политического, социального, экономического, научного или технического характера. Системный анализ

располагает методологией и совокупностью детализированных методов и процедур принятия научно-обоснованных решений.

**Топливо-энергетический комплекс** – совокупность отраслей, компаний, организаций, бизнес-процессы и технологические процессы которых связаны как с производством энергии и топлива, так и со снабжением ими потребителей.

**Топливо-энергетические ресурсы** – совокупность всех природных и преобразованных видов природного топлива и энергоносителей, которые используются в экономике.

**Экономическая интеграция** – взаимодействие и взаимоприспособление субъектов хозяйствования с целью достижения определенных экономических интересов и решения экономических компромиссов сторон.

**Экономическая эффективность** – экономический показатель степени достижения основных результатов деятельности некоторой технической или социально-экономической системы, выражающийся отношением полезных конечных экономических показателей ее функционирования (эффектов) к величине экономических ресурсов, затраченных на получение определенных результатов.

**Энергетическая безопасность** – это состояние защищенности страны, ее граждан, общества, государства и экономики от угроз нарушения надежного и постоянного топливо- и энергообеспечения; обеспечение бесперебойного доступа к топливо-энергетическим ресурсам по приемлемой цене.

**Энергетический паспорт предприятия** – документ, составляемый по результатам энергетического аудита, или обследования, данного предприятия и содержащий информацию об объемах и структуре производства и потребления топливо-энергетических ресурсов на предприятии, объемах и структуре их потерь, сведения об эффективности использования топливо-энергетических ресурсов, а также предлагаемые направления повышения энергоэффективности предприятия.

**Энергетическое обследование, или энергетический аудит,** – взаимосвязанный комплекс технических, управленческих, организационных, экономических и иных мероприятий, включающий сбор и обработку информации об использовании топливно-энергетических ресурсов в целях получения достоверной информации об объеме используемых топливно-энергетических ресурсов, о показателях энергетической эффективности; выявления потенциала энергосбережения и возможностей повышения показателей энергетической эффективности с представлением полученных результатов в энергетическом паспорте.

**Энергетическая эффективность** – это показатель степени рационального использования энергетических ресурсов и реализации мероприятий по энергосбережению, который выражается соотношением полезного результата от использования энергетических ресурсов и затрат этих энергетических ресурсов, осуществляемых для получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, субъекту хозяйствования.

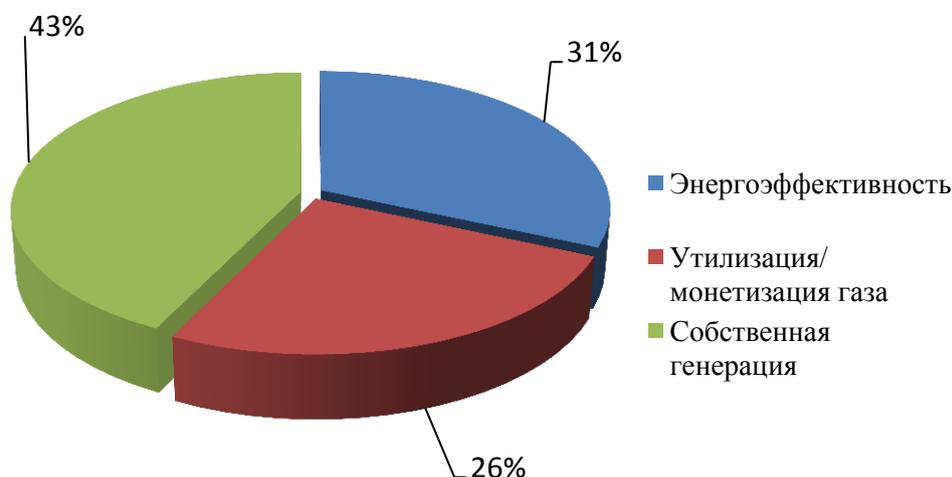
**Энергосбережение** – совокупность организационной, правовой, технической, технологической, экономической, научно-исследовательской, образовательной, социальной деятельности и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых топливно-энергетических ресурсов при сохранении соответствующих полезных результатов от их использования (в том числе объема произведенной продукции, выполненных работ или оказанных услуг).

**Ямбургское нефтегазовое месторождение** – месторождение газа, газового конденсата и нефти, расположенное в Заполярной части Западносибирской равнины, на Тазовском полуострове в субарктической зоне.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 1

### Результаты анализа энергетической эффективности нефтегазового комплекса РФ

На рисунке П.1 проиллюстрирован потенциал повышения энергоэффективности нефтегазового комплекса РФ, выраженный в виде ожидаемого годового снижения операционных затрат крупных российских нефтегазовых предприятий на 11,7 млн. долл. (или на 2%).



Источники повышения энергоэффективности нефтегазового комплекса РФ, млн. долл.	
Энергоэффективность	3,7
Утилизация/ монетизация газа	3
Собственная генерация	5
Итоговый эффект	11,7

Рисунок П.1 – Структура потенциал повышения энергоэффективности

На рисунке П.2 проиллюстрирован вклад инициатив повышения энергоэффективности в сокращение годовой величины операционных затрат типового российского нефтеперерабатывающего завода на 6,8 млн. долл. (или на 3%).

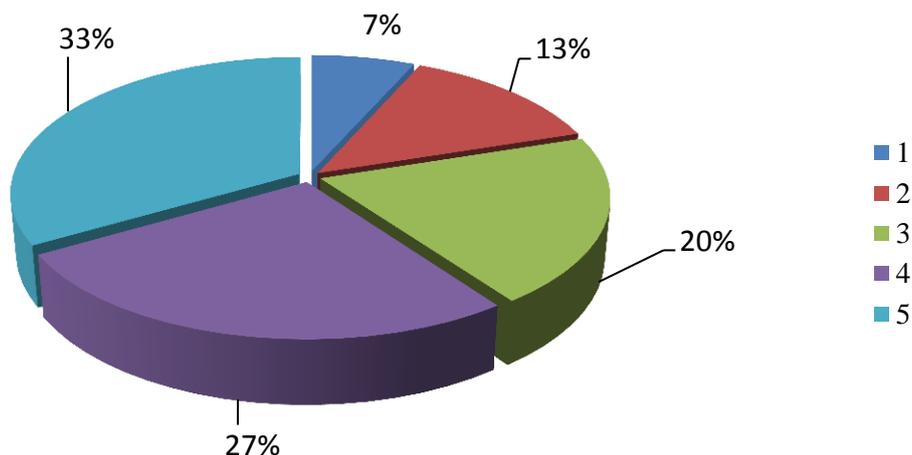


Рисунок П.2 - Вклад инициатив повышения энергоэффективности в сокращение операционных затрат нефтеперерабатывающего завода

1 - Программа по модернизации, замене и постройке печей на всех установках (4,4 млн. долл.); 2 - Освоение специализированного программного обеспечения для динамического моделирования технологических процессов (1 млн. долл.); 3 - Замена паровых поршневых насосов на шестеренчатые насосы с частотно-регулируемым приводом (0,9 млн. долл.); 4 - Установка частотно-регулируемых приводов на динамическое оборудование на установках депарафинизации (0,2 млн. долл.); 5 - Перевод обогрева резервуаров с парового на масляный (0,2 млн. долл.). Итого – 6,8 млн. долл.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2

### Расчет экономического эффекта от реализации проектов по снижению потерь ТЭР

В результате энергоаудита **Заполярного месторождения** предложены мероприятия по снижению потерь энергоресурсов.

#### Беззатратные и низкзатратные мероприятия

Проект 1.1. В некоторых котельных загрузка котлов осуществляется без учета их фактического КПД. Например, фактический КПД котла наименьший, а загрузка его значительно выше, чем у котлов с более высоким КПД.

Таблица П. 1 – Объекты для реализации проекта № 1.1.

№	Объект	Наименование работ	Затраты, тыс. руб.	Результаты от внедрения рекомендаций
1	Котельная №3 «ПАЭС-2500»	Снизить загрузку котла №3 т.к. у него самый низкий КПД, а загрузка значительно выше, чем у котлов №1 и №4, у которых КПД выше на 2%. Загрузку котла №3 осуществлять, например, в период покрытия пиковых нагрузок.	-	Экономия природного газа в количестве 30,0 тыс. м <sup>3</sup> в год, или 24,297 тыс.руб.
2	Котельная промбазы п. Тазовский «THERMAX»	Снизить загрузку котла №1 т.к. у него самый низкий КПД, а загрузка в 2007 году выше в 3 раза, чем у котла №2. Загрузку котла №1 осуществлять, например, в период покрытия пиковых нагрузок.	-	Экономия природного газа в количестве 8,0 тыс. м <sup>3</sup> в год, или 6,479 тыс. руб.
<b>Итого:</b>			-	Экономия природного газа в количестве <b>38,0</b> тыс. м <sup>3</sup> в год, или <b>30,776</b> тыс.руб.

Проект № 1.2. Демонтаж и монтаж новых приборов учета по требованиям нормативных документов.

Таблица П.2 – Объекты для реализации проекта № 1.3

№	Объект	Наименование работ	Затраты, тыс. руб.	Результаты от внедрения рекомендаций
1	Котельная №2 «ДЕВ»	Демонтировать водомер на вводе водопровода и смонтировать новый современный расходомер с диапазоном измерения 1:250, выдержав прямые участки трубопроводов до и после расходомера. Диаметр расходомера подобрать по фактическому расходу воды согласно требованиям СНиП 2.04.-85, п. 11.2.	20,0	Достоверный учет хозяйственной воды.
2	Котельная №3 «ПАЭС-2500»	- " -	20,0	- " -
3	Котельная №6 «Висман ВЖК-2С»	Демонтировать водомер на трубопроводе ГВС и смонтировать современные расходомеры с диапазоном измерения 1:250 на трубопроводе ГВС и циркуляционном трубопроводе. Расходомеры выбрать по фактическому расходу хозяйственной воды согласно требованиям СНиП 2.04.01-85, пункт 11.2. На циркуляционном трубопроводе установить обратный клапан.	45,0	Достоверный учет отпускаемого теплоносителя на ГВС
4	Очистные сооружения ВОС-3000	Демонтировать водомер на трубопроводе учета расхода воды на собственные нужды и смонтировать современный расходомер с диапазоном измерения 1:250. Расходомер подобрать с учетом фактического расхода воды согласно требованиям СНиП 2.04.01-85, п. 11.2	20,0	Достоверный учет потребляемой воды на собственные нужды.
5	Очистные сооружения ВОС-200 в пос. Тазовский	Демонтировать водомер по учету очищенной воды и смонтировать современный расходомер с диапазоном измерения 1:250. Расходомер выбрать по фактическому расходу очищенной воды согласно требованиям СНиП 2.04.01-85*, пункт 11.2.	20,0	Достоверный учет очищенной воды

6	Распределительная водонасосная станция на ВЖК-2С	Смонтировать современные приборы учета отпускаемой очищенной хозяйственной воды по направлениям ГП-2, ГП-3 и ВЖК-2С. Расходомеры подобрать с учетом фактического расхода воды согласно требованиям СНиП 2.04.01-85, п. 11.2	60,0	Достоверный учет отпускаемой очищенной воды направлениям ГП-2, ГП-3 и ВЖК-2С.
<b>Итого:</b>			<b>185,0</b>	

При загрузке котлов с учетом фактического КПД будет экономия природного газа и затрат на его оплату. При реализации проекта 1.2 будет осуществляться достоверный учет питьевой воды.

### Среднезатратные мероприятия

Проект № 2.1. Реконструкция узлов учета тепловой энергии и теплоносителя по требованиям нормативных документов. При реализации проекта будет осуществляться достоверный учет отпускаемой тепловой энергии и теплоносителя.

Таблица П.3 – Объекты для реализации проекта № 2.1

№ п/п	Объект	Наименование работ	Затраты, тыс. руб.	Результаты от внедрения рекомендаций
1	Котельная №2 «ДЕВ»	Выполнить проект реконструкции узла учета тепловой энергии в котельной, согласовать его и смонтировать приборы учета согласно требованиям Правил учета тепловой энергии и теплоносителя (пункт 2.1.2 и рис 1) и заводов-изготовителей.	250,0	Достоверный учет отпускаемой тепловой энергии и теплоносителя согласно требованиям Федерального закона "Об энергосбережении" статья 11.
2	Котельная №3 «ПАЭС-2500»	- " -	250,0	- " -
3	Котельная №6 «Виссман ВЖК-2С»	- " -	250,0	- " -
<b>Итого:</b>			<b>750,0</b>	

Проект №2.2. Установка приборов учета по потреблению природного газа в ГРП, хозяйственной воды и по отпуску тепловой энергии и теплоносителя. Согласно требованиям Федерального закона «Об энергосбережении» от 3.04.96г. №28-ФЗ статья 11 – «Весь объем добываемых, производимых, перерабатываемых, транспортируемых, хранимых и потребляемых энергетических ресурсов с 2000 года подлежит обязательному учету».

Таблица П.4 – Объекты для реализации проекта №2.2

№ п/п	Объект	Наименование работ	Затраты, тыс.руб.	Результаты от внедрения рекомендаций
1	Котельная промбазы п. Тазовский «THERMAX»	Выполнить проект на узел учета потребляемого природного газа в ГРП, хозяйственной воды на вводе водопровода и узел учета по отпуску тепловой энергии и теплоносителя, согласовать его и смонтировать современные приборы учета согласно требованиям заводов-изготовителей и нормативных документов.	350,0	Достоверный учет потребляемого природного газа, хозяйственной воды и отпускаемой тепловой энергии потребителям согласно требованиям Федерального закона "Об энергосбережении" статья 11.
<b>Итого:</b>			<b>350,0</b>	

Проект №2.3. Режимная наладка котлов. При выполнении режимно-наладочных работ повысится КПД котлов, улучшится экология, снизится потребление природного газа и снизятся затраты на его оплату.

Таблица П.5 – Объекты для реализации проекта №2.3

№ п/п	Объект	Наименование работ	Затраты, тыс.руб.	Результаты от внедрения рекомендаций
1	Котельная №6 «Висман ВЖК-2С»	Выполнить режимную наладку котлов №3 и №4, т.к. у них произошло разрегулирование горения топлива.	200,0	Повышение КПД котлов. Исключение перерасхода газа котлами №3 и №4 в количестве 8135 м <sup>3</sup> в год, или 6,585 тыс. руб. в год.
<b>Итого:</b>			<b>200,0</b>	Годовая экономия газа у обследованных котлов в количестве <b>8135 м<sup>3</sup> в год, или 6,585 тыс. руб.</b>

Проект №2.4. Монтаж оборудования для водоподготовки котельных. В котельной промбазы п. Тазовский «THERMAX» отсутствует водоподготовка. Согласно требованиям Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок, пункт 6.2.53 и Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов с давлением пара не более 0,7 кгс/см<sup>2</sup>, водогрейных котлов и водонагревателей с температурой воды не выше 115<sup>0</sup>С, пункт 6.1 - эксплуатация котлов без докотловой или внутрикотловой обработки воды запрещается.

Таблица П.6 – Объекты для реализации проекта №2.4

№ п/п	Объект	Наименование работ	Затраты, тыс.руб.	Результаты от внедрения рекомендаций
1	Котельная промбазы п. Тазовский «THERMAX»	Выполнить проект и установить оборудование для водоподготовки, например, «Комплексон-6».	150,0	Повышение КПД котлов, продление срока эксплуатации. Снижение затрат на очистку котлов и трубопроводов тепловых сетей.
<b>Итого:</b>			<b>150,0</b>	

Проект №2.5. Выполнение качественной наладки тепловых сетей. При качественной наладке тепловых сетей сетевые насосы будут работать в оптимальном режиме с меньшей мощностью и, соответственно, будут снижены затраты на оплату за электроэнергию.

Таблица П.7 – Объекты для реализации проекта №2.5

№ п/п	Объект	Наименование работ	Затраты, тыс.руб.	Результаты от внедрения рекомендаций
1	2	3	4	5
1	Котельная №3 «ПАЭС-2500»	Выполнить качественную наладку тепловых сетей.	500,0	Исключение из работы 1 сетевого насоса. Экономия электрической энергии в количестве 75600 кВт·ч/год, или 820,26 тыс. руб/год. Срок окупаемости 0,6 года.

Проект №2.6. Замена существующих насосов на насосы меньшей производительности. При замене сетевых насосов на насосы по оптимальным характеристикам с меньшей мощностью будут снижены затраты на оплату за электроэнергию.

Таблица П.8 – Объекты для реализации проекта № 2.5

№ п/п	Объект	Наименование работ	Затраты, тыс.руб.	Результаты от внедрения рекомендаций
1	Котельная промбазы п. Тазовский «THERMAX»	Заменить сетевые насосы на насосы 4Д 200-90б с характеристиками: Q = 160 м <sup>3</sup> /ч, Н = 62 м.вод.ст. N = 55,0 кВт, n = 2900 об/мин.	450,0	Годовая экономия электроэнергии в количестве 149012 кВт·ч, или 1616,786 тыс.руб. Срок окупаемости 0,3 года.
2	Распределительная водонасосная на ВЖК-2С	Демонтировать существующие 2 насоса из 4-х, подающие воду на ВЖК-2С, и смонтировать новые, например КМ 80-50-200 с характеристиками: Q = 50 м <sup>3</sup> /ч, Н = 50 м вод.ст. N = 22 кВт, n = 2900 об/мин.	140,0	Годовая экономия электроэнергии в количестве 45552 кВт·ч, или 494,239тыс.руб. Срок окупаемости 0,3 года.
3	Распределительная водонасосная на ВЖК-2С	У существующих 2-х насосов (из 3-х установленных), подающих воду на ГП-2 и ГП-3, заменить только электродвигатели мощностью 22 на 15 кВт.	60,0	Годовая экономия электроэнергии в количестве 39858 кВт·ч, или 432,459тыс.руб. Срок окупаемости 0,14 года.
<b>Итого:</b>			<b>650,0</b>	Годовая экономия электроэнергии в количестве <b>234422</b> кВт·ч, или <b>2543,484</b> тыс.руб.

#### Высокозатратные мероприятия

Проект №3.1. При капитальном ремонте тепловых сетей тепловую изоляцию трубопроводов выполнить из новейших материалов, например из пенополиуретана. При выполнении тепловой изоляции трубопроводов тепловых сетей во время капитального ремонта из новейших материалов, например из пенополиуретана, будет экономия тепловой энергии при транспортировке, увеличение срока эксплуатации трубопроводов и, соответственно, улучшится качество теплоснабжения потребителей.

Таблица П.9 – Объекты для реализации проекта №3.1

№ п/п	Объект	Наименование работ	Затраты, тыс.руб.	Результаты от внедрения рекомендаций
1	Тепловые сети от котельной №3 «ПАЭС-2500» до АГРС.	При капитальном ремонте тепловых сетей от котельной №3 «ПАЭС-2500» до АГРС, протяженностью 1820 м, тепловую изоляцию трубопроводов выполнить из новейших материалов, например из пенополиуретана.	-	Снижение потерь тепловой энергии при транспортировке в количестве 200,4 Гкал/год, или на сумму 838,0 тыс.руб.
2	Тепловые сети от котельной промбазы п. Тазовский «THERMAX» до ВЖК.	При капитальном ремонте тепловых сетей от котельной промбазы п. Тазовский «THERMAX» до ВЖК, протяженностью 480 м, тепловую изоляцию трубопроводов выполнить из новейших материалов, например из пенополиуретана.	-	Снижение потерь тепловой энергии при транспортировке в количестве 342,1 Гкал/год, или на сумму 5771,0 тыс.руб.
<b>Итого:</b>			-	Годовая экономия тепловой энергии в количестве <b>542,5</b> Гкал/год, или <b>6609,0</b> тыс.руб.

В результате энергетического обследования **Ямбургского месторождения** предложены мероприятия по снижению потерь энергоресурсов.

#### Беззатратные и низкозатратные мероприятия

Проект № 1.1. Загрузка котлов с учетом фактического КПД котлов. В некоторых

котельных загрузка котлов осуществляется без учета фактического КПД котлов. Например, фактический КПД котла наименьший, а загрузка его значительно выше, чем у котлов с более высоким КПД. При загрузке котлов с учетом фактического КПД будет экономия природного газа и снижены затраты на его оплату.

Таблица П.10 – Объекты для реализации проекта № 1.1

№	Объект	Наименование работ	Затраты, тыс. руб.	Результаты от внедрения рекомендаций
1	Котельная ППК-100	Снизить загрузку водогрейного котла №4 и увеличить загрузку котла №1.	-	Годовая экономия природного газа в количестве 105,0 тыс.м <sup>3</sup> , или 85,229 тыс. руб.
2	Котельная ППК-50	Снизить загрузку парового котла №2 и увеличить загрузку котла №1.	-	Годовая экономия природного газа в количестве 128,0 тыс.м <sup>3</sup> , или 103,898 тыс. руб.
3	Котельная ФЖК-9000	Снизить загрузку котла «Hogfors» №4 и увеличить загрузку котла №1 - №3, т.к. у них КПД выше на 1,0%.	-	Годовая экономия природного газа в количестве 29,0 тыс.м <sup>3</sup> , или 23,539 тыс. руб.
4	Котельная ФЖК-400	Снизить загрузку котлов №3 и №5, увеличить загрузку котла №2 и №4 т.к. у них выше КПД.	-	Годовая экономия природного газа в количестве 172,0 тыс.м <sup>3</sup> , или 139,612 тыс. руб.
5	Котельная пос. Пионерный	Снизить загрузку котла №3 и увеличить загрузку котла №1, т.к. у него выше КПД.	-	Годовая экономия природного газа в количестве 38,0 тыс.м <sup>3</sup> , или 30,845 тыс. руб.
6	Котельная ВЖК УКПГ-2	Снизить загрузку котла ВВД-1,8 №2 и увеличить загрузку котла №1, т.к. у него КПД выше на 4,3%.	-	Годовая экономия природного газа в количестве 5,0 тыс.м <sup>3</sup> , или 4,059 тыс. руб.
7	Котельная ВЖК УКПГ-6	Снизить загрузку котла №4 и увеличить загрузку котла №6.	-	Годовая экономия природного газа в количестве 33,0 тыс.м <sup>3</sup> , или 26,8 тыс. руб.
7	Котельная БПМК	Снизить загрузку котла №3 и увеличить загрузку котла №2 т.к. у него выше КПД.	-	Годовая экономия природного газа в количестве 33,0 тыс.м <sup>3</sup> , или 26,8 тыс. руб.
Итого:			-	Годовая экономия природного газа в количестве 543,0 тыс. м <sup>3</sup> , или 440,753 тыс.руб.

Проект №1.2. Тепловая изоляция трубопроводов и арматуры в котельных. В некоторых котельных разрушена тепловая изоляция трубопроводов и арматуры. По этой причине температура внутреннего воздуха в котельных значительно превышает нормативную.

Таблица П.11 – Объекты для реализации проекта №1.2

№ п/п	Объект	Наименование работ	Затраты, тыс.руб.	Результаты от внедрения рекомендаций
1	Котельная ППК-100	Восстановить тепловую изоляцию трубопроводов и арматуры в котельной	-	Экономия тепловой энергии.
2	Котельная ППК-50	- " -	-	- " -

Проект №1.3. Качественная обмуровка котлов в котельных. В некоторых котельных частично разрушена обмуровка котлов и температура обмуровки превышает нормативную и температура внутреннего воздуха в котельных превышает нормативную и снижается КПД котлов. При восстановлении обмуровки уменьшится подсос воздуха, повысится КПД котлов, экономия ТЭ.

Таблица П.12 – Объекты для реализации проекта №1.3

№ п/п	Объект	Наименование работ	Затраты, тыс.руб.	Результаты от внедрения рекомендаций
1	Котельная ППК-50	Выполнить качественную обмуровку обследованного котла №2, т.к. у него температура обмуровки превышает нормативную и составляет 56,5 <sup>0</sup> С.	-	Экономия тепловой энергии, уменьшение подсосов воздуха, повышение КПД котла.

Проект № 1.4. Демонтаж и монтаж новых приборов учета по требованиям нормативных документов. На некоторых объектах смонтированы старые прибора учета,

которые не соответствуют новым требованиям, или водомеры смонтированы с нарушением требований нормативных документов

Таблица П.13 – Объекты для реализации проекта № 1.4

№ п/п	Объект	Наименование работ	Затраты, тыс. руб.	Результаты от внедрения рекомендаций
1	Котельная ППК-100	Демонтировать водомер на вводе водопровода и смонтировать новый современный расходомер. Диаметр расходомера подобрать по фактическому расходу воды согласно требованиям СНиП 2.04.-85, п. 11.2.	30,0	Достоверный учет потребляемой хозяйственной воды.
2	Котельная ППК-50	- " -	30,0	- " -
3	Котельная пос. Пионерный	- " -	30,0	- " -
4	Водонасосная Аэропорта	- " -	30,0	- " -
5	Водонасосная ВЖК УКПГ-2	- " -	30,0	- " -
6	Водонасосная ВЖК УКПГ-6	- " -	30,0	- " -
7	ВОС-6000	Демонтировать существующие приборы учета поступающей сырой воды на очистку, отпускаемой питьевой воды на пос. Ямбург и месторождения и смонтировать современные индукционные расходомеры.	90,0	- " -
8	ВОС-400П	Демонтировать водомеры по учету забираемой воды из озера и установить современные индукционные расходомеры с диапазоном измерения 1:250.	60,0	- " -
Итого:			330,0	

Проект №1.5. Монтаж приборов учета отпускаемой горячей воды на ГВС и потребляемой хозяйственной воды. В некоторых котельных отсутствует учет отпускаемой горячей воды на ГВС и потребляемой хоз-питьевой воды, или смонтированы старые водомеры с нарушением нормативов.

Таблица П.14 – Объекты для реализации проекта №1.5

№ п/п	Объект	Наименование работ	Затраты, тыс. руб.	Результаты от внедрения рекомендаций
1	Котельная ФЖК-9000	На вводе водопровода установить современный расходомер. Диаметр расходомера подобрать с учетом фактического расхода воды согласно требованиям СНиП 2.04.-85*, пункт 11,2.	30,0	Достоверный учет потребляемой хозяйственной воды.
2	Котельная ФЖК-400	- " -	30,0	- " -
3	Котельная ВОС-6000	- " -	30,0	- " -
4	Котельная Аэропорта «Ямбург»	- " -	30,0	- " -
5	Котельная ВЖК УКПГ-2	- " -	30,0	- " -
6	Котельная ВЖК УКПГ-6	- " -	30,0	- " -
7	Котельная БПМК	- " -	30,0	- " -
8	Котельная ФЖК-400	Выполнить проект на узел учета отпускаемой горячей воды на ГВС, согласовать его и смонтировать приборы учета согласно требованиям завода - изготовителя и Правил учета тепловой энергии и теплоносителя.	50,0	Достоверный учет отпускаемой горячей воды на ГВС
9	Котельная ВЖК КПП-2	- " -	30,0	- " -
10	Котельная ВЖК УКПГ-6	- " -	30,0	- " -
Итого:			320,0	

Проект №1.6. Монтаж приборов учета перекачивающих и очищенных стоков. В некоторых КНС и КОС отсутствует учет перекачивающих и очищенных стоков, или установлены водомеры с нарушением нормативов.

Таблица П.15 – Объекты для реализации проекта №1.6

№ п/п	Объект	Наименование работ	Затраты, тыс. руб.	Результаты от внедрения рекомендаций
1	КОС-4500 и КНС п. Ямбург	Установить современные расходомеры с диапазоном измерения 1:250. Диаметры расходомеров подобрать согласно требованиям СНиП 2.04.01-85*, пункт 11.2 с учетом фактического расхода стоков.	300,0	Достоверный учет перекачивающих и очищенных стоков.
2	КОС «КУ-100» и КНС Аэропорта.	Демонтировать существующий водомер по учету очищенных стоков на КОС и установить современные расходомеры с диапазоном измерения 1:250. Диаметры расходомеров подобрать согласно требованиям СНиП 2.04.01-85, пункт 11.2 с учетом фактического расхода стоков.	180,0	- " -
3	КОС -200 и КНС ВЖК УКПГ-2	- " -	120,0	- " -
4	КОС -125 и КНС ВЖК УКПГ-4	- " -	120,0	- " -
5	КОС -800 и КНС ВЖК УКПГ-6	- " -	270,0	- " -
Итого:			990,0	

#### Среднезатратные мероприятия

Проект №2.1. Установка приборов учета по потреблению природного газа. В некоторых ГРП и ГРУ отсутствуют, или установлены старые приборы учета по потреблению природного газа без корректоров. При реализации проекта будет достигнут достоверный учет потребляемого природного газа.

Таблица П.16 – Объекты для реализации проекта №2.1

№ п/п	Объект	Наименование работ	Затраты, тыс.руб.	Результаты от внедрения рекомендаций
1	Котельная ППК-100	Выполнить проект на узел учета потребляемого природного газа, согласовать его и смонтировать современные приборы учета согласно требованиям заводов-изготовителей и нормативных документов.	150,0	Достоверный учет потребляемого природного газа согласно требованиям Федерального закона "Об энергосбережении" статья 11.
2	Котельная ФЖК-9000	- " -	150,0	- " -
3	Котельная ФЖК-400	- " -	150,0	- " -
4	Котельная Аэропорта «Ямбург»	- " -	150,0	- " -
5	Котельная пос. Пионерный	- " -	150,0	- " -
6	Котельная ВЖК УКПГ-2	- " -	150,0	- " -
7	Котельная ВЖК УКПГ-6	- " -	150,0	- " -
8	Котельная БПМК	- " -	150,0	- " -
9	ВОС-6000	Демонтировать существующие приборы учета природного газа в ГРП для огневого подогрева резервуаров и смонтировать современные приборы с корректором.	150,0	- " -
Итого:			1350,0	

Проект №2.2. Установка приборов учета по отпуску тепловой энергии и теплоносителя. В некоторых котельных отсутствуют приборы учета по отпуску тепловой энергии и теплоносителя.

Таблица П.17 – Объекты для реализации проекта №2.2

№ п/п	Объект	Наименование работ	Затраты, тыс.руб.	Результаты от внедрения рекомендаций
1	Котельная ППК-100	Выполнить проект на узел учета по отпуску тепловой энергии и теплоносителя, согласовать его и смонтировать современные приборы учета согласно требованиям заводов-изготовителей и нормативных документов.	250,0	Достоверный учет отпускаемой тепловой энергии и теплоносителя потребителям согласно требованиям Федерального закона "Об энергосбережении" статья 11.
2	Котельная ППК-50	- " -	250,0	- " -
3	Котельная ФЖК-9000	- " -	250,0	- " -
4	Котельная ФЖК-400	- " -	250,0	- " -
5	Котельная пос. Пионерный	- " -	250,0	- " -
6	Котельная ВОС-6000	- " -	250,0	- " -
7	Котельная Аэропорта «Ямбург»	- " -	250,0	- " -
8	Котельная ВЖК УКПГ-2	- " -	250,0	- " -
9	Котельная ВЖК УКПГ-6	- " -	250,0	- " -
10	Котельная БПМК	- " -	250,0	- " -
Итого:			2500,0	

Проект №2.4. Режимная наладка котлов. В некоторых котельных у котлов произошло разрегулирование горения топлива. При выполнении режимно-наладочных работ повысится КПД котлов, улучшится экология, снизится потребление природного газа и снизятся затраты на его оплату.

Таблица П.18 – Объекты для реализации проекта №2.4

№ п/п	Объект	Наименование работ	Затраты, тыс.руб.	Результаты от внедрения рекомендаций
1	Котельная ФЖК-400	Выполнить режимную наладку котла №5, т.к. у него произошло разрегулирование горения топлива.	70,0	Исключение перерасхода газа обследованным котлом №5 в количестве 12,543 тыс.м3 в год, или 10,181 тыс. руб. в год. Улучшение экологии за счет устранения недожога топлива.
2	Котельная Аэропорта «Ямбург»	Выполнить режимную наладку котла №2, т.к. у него произошло разрегулирование горения топлива.	70,0	Исключение перерасхода газа обследованным котлом №2 в количестве 4,747 тыс.м3 в год, или 3,853 тыс. рублей в год. Улучшение экологии за счет устранения недожога топлива.
3	Котельная ВЖК УКПГ-4	Выполнить режимную наладку котла №1 «СИАС», т.к. у него последняя режимная наладка проводилась в январе 2005 года.	70,0	Требования Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок, п. 5.3.7 -режимно-наладочные испытания должны проводиться не реже одного раза в 3 года.
4	Котельная ВЖК УКПГ-6	Выполнить режимную наладку котлов №5 и №6, т.к. у них произошло разрегулирование горения топлива.	100,0	Исключение перерасхода газа обследованными котлами №5 и №6 в количестве 38,518 тыс.м3 в год, или 31,265 тыс. рублей в год.
5	Котельная БПМК	Выполнить режимную наладку котла №1, т.к. у него произошло разрегулирование горения топлива.	70,0	Исключение перерасхода газа обследованным котлом №1 в количестве 67,153 тыс.м3 в год, или 54,508 тыс. рублей в год. Улучшение экологии за счет устранения недожога топлива.
Итого:			380,0	Годовая экономия газа у обследованных котлов в количестве 122,961 тыс. м <sup>3</sup> в год, или 99,807тыс. руб.

Проект № 2.3. Реконструкция узлов учета тепловой энергии и теплоносителя по требованиям нормативных документов. При реализации проекта будет осуществляться достоверный учет отпускаемой тепловой энергии и теплоносителя.

Таблица П.19 – Объекты для реализации проекта № 2.3

№ п/п	Объект	Наименование работ	Затраты, тыс. руб.	Результаты от внедрения рекомендаций
1	Котельная ВЖК УКПГ-4	Выполнить проект реконструкции на узел учета отпускаемой тепловой энергии и теплоносителя, согласовать его и смонтировать приборы учета согласно требованиям завода-изготовителя и Правил учета тепловой энергии и теплоносителя. Датчик температуры холодной воды установить на источнике. Исходная вода из сети водопровода поступает в котельную с подогревом за счет теплоспутников, т.е. тратится энергия, а это убытки котельной при расчете отпускаемой тепловой энергии.	250,0	Достоверный учет отпускаемой тепловой энергии и теплоносителя согласно требованиям Федерального закона "Об энергосбережении" статья 11.
Итого:			250,0	

Проект №2.5. Режимная наладка огневого подогрева резервуаров питьевой воды. В некоторых резервуарах произошло разрегулирование горения топлива для огневого подогрева питьевой воды. При выполнении режимно-наладочных работ повысится КПД, улучшится экология, снизится потребление природного газа и снизятся затраты на его оплату.

Таблица П.20 – Объекты для реализации проекта №2.5

№ п/п	Объект	Наименование работ	Затраты, тыс.руб.	Результаты от внедрения рекомендаций
1	ВОС-400П	Выполнить режимную наладку огневого подогрева резервуаров РПВ-1 и РПВ-2. При выполнении режимно-наладочных работ нанести визирные метки степени открытия шиберов для подачи воздуха на горение.	100,0	Исключение перерасхода газа в количестве 1635,951 тыс.м3 в год, или 1327,902 тыс. рублей в год.

Проект №2.6. При капитальном ремонте котельных деаэраторы смонтировать с учетом требований нормативных документов. Деаэраторы установлены на металлической площадке на высоте 2,7 метра от пола. Паровые котлы Бийского котельного завода поставляются в комплектации с питательными насосами типа ЦНСГ Ясногорского машиностроительного завода. Согласно техническому описанию и инструкции по эксплуатации завода-изготовителя давление на входе в насос должно быть не менее 1 кгс/см<sup>2</sup> при температуре воды 105<sup>0</sup>С. Согласно паспортным данным в деаэраторно-питательных установках при поддержании над уровнем воды в баке постоянного давления 1,2 кгс/см<sup>2</sup> и температуре воды 104<sup>0</sup>С безкавитационная работа насосов ЦНСГ Ясногорского машиностроительного завода обеспечивается при геометрической высоте (от уровня воды в баке до оси насоса) равной 5,0м. По этой причине установленные питательные насосы ЦНСГ могут выйти из строя раньше срока.

Таблица П.21 – Объекты для реализации проекта №2.6

№ п/п	Объект	Наименование работ	Затраты, тыс.руб.	Результаты от внедрения рекомендаций
1	Котельная ППК-50	При капитальном ремонте котельной деаэраторы смонтировать с учетом требований завода-изготовителя питательных насосов и Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок, пункт 5.1.4 (Минэнерго РФ от 24.03.2003).	-	Продление срока эксплуатации питательных насосов.

Проект №2.7. Монтаж оборудования для водоподготовки котельных. В некоторых котельных отсутствует водоподготовка. Согласно требованиям Правил технической

эксплуатации тепловых энергоустановок, пункт 6.2.53 и Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов с давлением пара не более 0,7 кгс/см<sup>2</sup>, водогрейных котлов и водонагревателей с температурой воды не выше 115<sup>0</sup>С, пункт 6.1 - эксплуатация котлов без докотловой или внутрикотловой обработки воды запрещается. При реализации проекта снизятся затраты на очистку котлов и трубопроводов тепловых сетей от накипи, повысится КПД котлов.

Таблица П.22 – Объекты для реализации проекта №2.7

№ п/п	Объект	Наименование работ	Затраты, тыс.руб.	Результаты от внедрения рекомендаций
1	Котельная ФЖК-400	Выполнить проект и установить оборудование для водоподготовки, например, «Комплексон-6».	150,0	Повышение КПД котлов, продление срока эксплуатации. Снижение затрат на очистку котлов и трубопроводов тепловых сетей.
2	Котельная Аэропорта «Ямбург»	- " -	150,0	- " -
3	Котельная ВЖК УКПГ-2	- " -	150,0	- " -
4	Котельная ВЖК УКПГ-6	- " -	150,0	- " -
5	Котельная БПМК	- " -	150,0	- " -
Итого:			750,0	

Проект №2.8. Качественная наладка тепловых сетей.

Таблица П.23– Объекты для реализации проекта №2.8

№ п/п	Объект	Наименование работ	Затраты, тыс.руб.	Результаты от внедрения рекомендаций
1	Котельная ППК-100, ППК-50	Выполнить качественную наладку тепловых сетей.	500,0	Исключение из работы 1 сетевого насоса (с учетом работы сетевых насосов в котельной ППК-100). Годовая экономия электрической энергии в количестве 935,0 тыс. кВт·час, или 1186,515 тыс. руб.
2	Котельная ФЖК-400	Демонтировать сетевые насосы №1 и №2 и установить новые меньшей мощности и производительности, например Д200-906 с характеристиками: Q = 160 м <sup>3</sup> /ч, Н = 62 м.вод.ст. N = 55,0 кВт, n = 2940 об/мин	300,0	Годовая экономия электрической энергии в количестве 194,750 тыс. кВт·ч, или 247,138 тыс. руб. Срок окупаемости – 1,2 года.
3	Котельная пос. Пионерный	Демонтировать сетевые насосы №1 и №2, установить взамен новые, например LP 100-200/183 с характеристиками: Q = 100 м <sup>3</sup> /ч, Н = 42 м.вод.ст. ,N = 18,5 кВт, n = 2940 об/мин.	200,0	Годовая экономия электрической энергии в количестве 69,875тыс. кВт·ч, или 88,671 тыс. руб. Срок окупаемости – 3,9 года.
4	Котельная Аэропорта «Ямбург»	Выполнить качественную наладку тепловых сетей.	200,0	Исключение из работы второго сетевого насоса. Годовая экономия электрической энергии в количестве 130 тыс. кВт·час, или 164,97 тыс. руб.
5	Котельная ВЖК УКПГ-2	Исключить из работы сетевые насосы большой мощности №1, №6, №7 и №8. Включать в работу сетевые насосы меньшей мощности №3 и №5.	200,0	Годовая экономия электрической энергии в количестве 213,250 тыс. кВт·час, или 369,136 тыс. руб.
6	Котельная ВЖК УКПГ-4	Выполнить качественную наладку тепловых сетей.	200,0	Исключение из работы второго сетевого насоса. Экономия электрической энергии в количестве 39,50 тыс. кВт·час в год, или 68,4 тыс. руб/год без НДС.
7	Котельная ВЖК УКПГ-6	Выполнить качественную наладку тепловых сетей.	200,0	Годовая экономия электрической энергии в количестве 232,375 тыс. кВт·час, или 402,241 тыс. руб.
Итого			1800,0	1814,75 тыс. кВт·час, или 2527,071 тыс. руб.

ТЭ подается потребителям не пропорционально тепловым нагрузкам – потребители,

расположенные ближе к котельным получают больше ТЭ, а удаленные – меньше. Для предотвращения сливов теплоносителя у удаленных потребителей, улучшения циркуляции сетевой воды, в котельной включают сетевые насосы большей производительности. При наладке тепловых сетей насосы будут работать в оптимальном режиме с меньшей мощностью и будут снижены затраты на электроэнергию.

Проект №2.9. Реконструкция системы подогрева питьевой воды. Подогрев воды в резервуарах питьевой воды до 6–12<sup>0</sup>С осуществляется природным газом. Система огневого подогрева резервуаров питьевой воды несовершенна и осуществляется с низким КПД. Количество воздуха, необходимого для горения природного, газа не регулируется и сгорание природного газа происходит с большим избытком воздуха. При реконструкции системы подогрева питьевой воды будет повышена эффективность использования природного газа ~ на 10% и снижены затраты на его оплату.

Таблица П.24 – Объекты для реализации проекта №2.9

№ п/п	Объект	Наименование работ	Затраты, тыс.руб.	Результаты от внедрения рекомендаций
1	ВОС-6000	Разработать проект реконструкции резервуаров чистой воды в части сжигания природного газа. На первом этапе разработать конструкцию шиберов для регулирования подачи воздуха на горение и выполнить режимную наладку.	300,0	При годовом потреблении природного газа на подогрев воды в количестве 2765,562 тыс.м <sup>3</sup> экономия составит 368,742 тыс.м <sup>3</sup> газа, или 299,308 тыс.руб. в год.

Проект №2.10. Монтаж дополнительных насосов с меньшей производительностью. На некоторых объектах установлены насосы завышенной производительности и мощности. Котельные и водозаборы были запроектированы и построены с учетом перспективы и в настоящее время работают не на проектную мощность. При установке дополнительных насосов по оптимальным характеристикам с меньшей мощностью будут снижены затраты на оплату за электроэнергию.

Таблица П.25 – Объекты для реализации проекта №2.10

№ п/п	Объект	Наименование работ	Затраты, тыс.руб.	Результаты от внедрения рекомендаций
1	ВОС-6000	Для подачи очищенной питьевой воды на пос. Ямбург (кроме пиковых нагрузок) установить 2 новых насоса, например К 100-65-250 с характеристиками: Q = 100 м <sup>3</sup> /ч, Н = 80 м.вод.ст.; N = 45,0 кВт, n = 2900 об/мин	300,0	При продолжительности работы насоса 5000 часов в год годовая экономия электрической энергии составит 112,750 тыс. кВт·час, или 143,080 тыс. руб. При установке двух новых насосов К 100-65-250 общие затраты составят 300,0 тыс. руб. Срок окупаемости составит 2,1 года.

Проект №2.11. Замена существующих насосов на насосы меньшей производительности. На некоторых объектах установлены насосы завышенной производительности и мощности. При замене насосов на насосы по оптимальным характеристикам с меньшей мощностью будут снижены затраты на электроэнергию.

Таблица П.26 – Объекты для реализации проекта №2.11

№ п/п	Объект	Наименование работ	Затраты, тыс.руб.	Результаты от внедрения рекомендаций
1	КОС-4500	Выполнить мониторинг работы насосов КОС-4500 и при необходимости заменить на новые меньшей мощности и производительности, т.к. очистные сооружения запроектированы и построены с учетом перспективы. Например, заменить существующие насосы промывной воды на новые AHLSTON KFL-4, с меньшей мощностью и производительностью: Q = 20 м <sup>3</sup> /ч, Н = 30 м.вод.ст. N = 5,5 кВт, n = 3000 об/мин	150,0	При продолжительности работы насоса 3000 часов в год, годовая экономия электрической энергии составит 9,375 тыс. кВт·час, или 11,897 тыс. руб. Срок окупаемости составит 12,6 года.

Проект №2.12. Замена существующих перекачивающих насосов в КНС на новые с частотно-регулируемыми приводами. Перекачивающие насосы в КНС работают неравномерно в зависимости от количества поступающих стоков. Периодическое включение насосов в работу осуществляется автоматически от датчиков уровня по мере накопления стоками приемных резервуаров. Многократное включение двигателей под нагрузку влечет за собой колебание напряжения в системе электроснабжения, т.е. ухудшается качество электроэнергии. Кроме того, при неработающих насосах происходит осаждение различных твердых веществ (шлаки, окалина, песок и т.д.) в улитку насосов, что влечет за собой износ рабочих колес насосов, увеличение пусковых токов электродвигателей и увеличение потребляемых мощностей работающих электродвигателей. Поэтому процесс пуска затягивается, что приводит к недопустимому перегреву обмоток двигателя. На основании наличия вышеуказанных факторов сокращается срок службы насосных агрегатов. Все эти недостатки при работе насосов в КНС устраняются за счет применения частотно-регулируемых приводов для питания электродвигателей. При постоянно работающем насосе не будет происходить осаждение твердых веществ в улитке, обеспечивается стабильная нагрузка на валу электродвигателя и исключаются колебания напряжения в системе из-за отсутствия частых коммутаций.

Таблица П.27 – Объекты для реализации проекта №2.12

№ п/п	Объект	Наименование работ	Затраты, тыс.руб.	Результаты от внедрения рекомендаций
1	КОС-4500 и КНС пос. Ямбург	Демонтировать существующие перекачивающие насосы в ГКНС-2, КНС-1 СФЖК, КНС-2 СФЖК, КНС-2 Промзона РМУ, КНС-3 Промзона ДЕ, КНС-4 Промзона УТТиСТ, КНС-13 НФЖК дом 41 Аврора, КНС-14 АБК (инженерный корпус) и смонтировать новые с частотно-регулируемыми приводами.	-	Увеличение безаварийного срока эксплуатации насосов.
2	КОС-800 и КНС ВЖК УКПГ-6	Демонтировать существующие перекачивающие насосы в КНС-3 и КНС-4 и смонтировать новые с частотно-регулируемыми приводами.	-	- " -

### Высокозатратные мероприятия

Проект №3.1. При капитальном ремонте тепловых сетей тепловую изоляцию трубопроводов выполнить из новейших материалов, например из пенополиуретана.

Таблица П.28 – Объекты для реализации проекта №3.1

№ п/п	Объект	Наименование работ	Затраты, тыс.руб.	Результаты от внедрения рекомендаций
1	Тепловые сети от котельной ППК-100	При капитальном ремонте тепловых сетей выполнить тепловую изоляцию трубопроводов из новейших материалов, например из пенополиуретана.	-	Снижение потерь тепловой энергии на обследованном участке тепловых сетей от УТ-1.4 до УТ-2.4 общей протяженностью 1250 м в двухтрубном исчислении, в т.ч.: Ø426x9 – 800 м, Ø273x6 – 1250 м в количестве 496,2 Гкал/год, или 920,451 тыс.руб/год.
2	Тепловые сети от котельной ВЖК УКПГ-6	- " -	-	Снижение потерь тепловой энергии на обследованном участке тепловых сетей от УТ 2.3 до УТ 2.4 протяженностью 120 м в количестве 348,796 Гкал/год, или 647,017 тыс.руб/год.
	Тепловые сети от котельной ВЖК УКПГ-4	На обследованном участке тепловых сетей от УТ-4 до КОС выполнить тепловую изоляцию трубопроводов из новейших материалов, например из пенополиуретана.	-	Снижение потерь тепловой энергии на обследованном участке тепловых сетей от от УТ-4 до КОС протяженностью 200 м в количестве 242,599 Гкал/год, или 450,021 тыс.руб/год.
Итого:			-	Годовая экономия тепловой энергии в количестве 1087,595 Гкал/год, или 2017,489 тыс.руб.

На обследованных участках трубопроводов тепловых сетей с тепловой изоляцией из минераловатных плит фактические потери тепловой энергии при транспортировке превышают нормативные. Сверхнормативные потери объясняются тем, что в процессе эксплуатации происходит ухудшение теплотехнических качеств минераловатных изделий – естественное уплотнение, замачивание и т.д. При выполнении тепловой изоляции трубопроводов тепловых сетей во время капитального ремонта из новейших материалов, например из пенополиуретана, будет экономия тепловой энергии при транспортировке до 20%, увеличение срока эксплуатации трубопроводов и, соответственно, улучшится качество теплоснабжения потребителей.

### **Приложение 3**

**Справки об использовании основных результатов диссертации на нефтегазовых предприятиях Заполярного Ямбургского месторождений**